

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа энергетики

Отделение/НОЦ Электроэнергетика и электротехника

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль Электроэнергетические системы, сети, электропередачи, их режимы, устойчивость и надёжность

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Разработка общих принципов построения централизованной системы ПА для энергорайонов с объектами распределённой генерации</b>

УДК 621.311.1.004-027.544

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Г	Кривоногова Дарья Константиновна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения электроэнергетики и электротехники	Абеуов Ренат Болтабаевич	к.т.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения инженерного предпринимательства	Попова Светлана Николаевна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения контроля и диагностики	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н., доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель Отделения/НОЦ/ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Дементьев Юрий Николаевич.	PhD, к.т.н.		

Томск – 2018 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>P1</b>	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электрических устройств, объектов и систем.
<b>P2</b>	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетики и электротехники, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
<b>P3</b>	Уметь проектировать электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.
<b>P4</b>	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники, интерпретировать данные и делать выводы.
<b>P5</b>	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетики и электротехники.
<b>P6</b>	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической и электротехнической отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>P7</b>	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетики и электротехники
<b>P8</b>	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях электроэнергетики и электротехники.
<b>P9</b>	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетики и электротехники.
<b>P10</b>	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
<b>P11</b>	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетики и электротехники с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.
<b>P12</b>	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетики и электротехники.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Отделение/НОЦ Электроэнергетика и электротехника

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль Электроэнергетические системы, сети, электропередачи, их режимы, устойчивость и надёжность

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
Ю.Н. Дементьев

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ6Г	Кривоногова Дарья Константиновна

Тема работы:

**Разработка общих принципов построения централизованной системы ПА для  
энергорайонов с объектами распределённой генерации**

Утверждена приказом

Дата 24.01.2018г., № 347/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

В качестве объекта исследования был взят энергорайон с объектом распределенной генерации.  
Моделирование модели проводилось в ПО Matlab Simulink

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><b>Глава 1. О необходимости разработки общих принципов построения централизованной системы противоаварийной автоматики для энергорайонов с объектами распределённой генерации</b></p> <p>1.1. Проблемы и особенности технологического присоединения объектов распределённой генерации к электрическим сетям энергосистем</p> <p>1.2. Проблемы эксплуатации объектов распределенной генерации в составе энергосистем</p> <p>1.3. Задачи повышения надежности электроснабжения энергорайонов с объектами распределенной генерации, решаемые с помощью локальных устройств противоаварийной автоматики</p> <p>1.4. Обоснование целесообразности разработки централизованной системы ПА для энергорайонов с объектами распределённой генерации</p> <p><b>Глава 2. Основные виды аварийных ситуаций в энергорайонах с объектами распределённой генерации</b></p> <p>2.1 Проблемы, способы и средства поддержания и частоты в энергорайонах с ОРГ</p> <p>2.2 Проблемы, способы и средства поддержания и напряжения в энергорайонах с ОРГ</p> <p>2.3 Проблемы обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов с сетью в энергорайонах с ОРГ</p> <p>2.4 Иные аварийные ситуации в энергорайонах с ОРГ, а также способы и средства их ликвидации</p> <p><b>Глава 3 Разработка общих требований к ЦСПА энергорайонов с ОРГ</b></p> <p>1.1 Особенности функционирования и конфигурирования ЦСПА</p> <p>1.2 Основные требования к измерительным, вычислительным исполнительным органам ЦСПА энергорайонов с ОРГ</p> <p>1.3 Основные требования к системам связи ЦСПА энергорайонов с ОРГ</p> <p>1.4 Общие принципы работы ЦСПА энергорайонов с ОРГ</p> <p><b>Глава 4 Формулирование общих конструктивных решений по разработке ЦСПА энергорайонов с ОРГ</b></p> <p>4.1 Общие принципы построения ЦСПА энергорайонов с ОРГ</p> <p>4.2 Разработка алгоритма работы ЦСПА энергорайонов с ОРГ</p> <p>4.3 Разработка структурно-функциональной схемы ЦСПА энергорайонов с ОРГ</p> <p>4.4 Моделирование работы ЦСПА энергорайонов с ОРГ</p> <p>4.5 Программная реализация алгоритма сброса мощности</p>
--	---

<b>Перечень графического материала</b>	Демонстрационный материал (презентация в MS Power Point)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Основная часть	к.э.н., доцент Абеуов Р.Б.
Финансовый менеджмент	к.э.н., доцент Попова С.Н.
Социальная ответственность	к.э.н., доцент Дашковский А. Г.
Иностранный язык	к.п.н., доцент Зюбанов В.Ю
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>  Введение Глава 1 Заключение	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент отделения электроэнергетики и электротехники	Абеуов Ренат Болтабаевич	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5АМ6Г	Кривоногова Дарья Константиновна		

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ6Г	Кривоногова Дарья Константиновна

Институт	ЭНИН (ИШЭ)	Кафедра	ЭПП
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- В исследовании задействованы 2 человека: руководитель проекта, инженер-разработчик;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы амортизации – 0,5; Минимальная заработная плата: для инженера – 18 000 рублей, для руководителя – 35 000 рублей.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым взносам - 30 %

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка коммерческого потенциала научно-технического проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения)
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование и формирование бюджета проекта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности проекта

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка технического уровня новшества
2. Смета затрат
3. График окупаемости

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

## Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения инженерного предпринимательства	Попова Светлана Николаевна	к.э.н., доцент		

## Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Г	Кривоногова Дарья Константиновна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5АМ6Г	Кривоногова Дарья Константиновна

<b>Школа</b>	<b>ИШЭ</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОЭЭ</b>
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Описание рабочего места и проверка соответствия	Рабочее место инженера проектировщика, расположено в городе Томске, представляющее собой офисное помещение, в котором находятся ПЭВМ с оргтехникой.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Федеральный закон “Технический регламент о требованиях пожарной безопасности” от 28.12.2013 г. №123</li> <li>– Федеральный закон “О специальной оценке условий труда” от 28.12.2013 г. №426</li> </ul>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	Перечень ВФ: – Параметры МК – Производственный шум и т.д.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды	– В каких случаях может произойти поражение электрическим током (источники)
3. Охрана окружающей среды	– Утилизация отходов производства и потребления. (источники отходов)
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	– Пожарная безопасность (пожар в кабинете отдела проектирования)
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	– Рассмотрены основные организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. – Социальное страхование работников
<b>Перечень графического материала:</b>	
Рисунок 1 – План размещения светильников	
Рисунок 2 – Схема расположения технических средств на рабочем месте пользователя при постоянной работе на ПЭВМ	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5АМ6Г	Кривоногова Дарья Константиновна		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Отделение/НОЦ Электроэнергетика и электротехника

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль Электроэнергетические системы, сети, электропередачи, их режимы, устойчивость и надёжность

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела/ вид работы	Максимальный балл раздела
10.2017	Анализ основных проблем и особенностей эксплуатации энергорайонов с объектами распределенной генерации в составе энергосистем	10%
11.2017	Изучение проблем обеспечения основных режимных параметров и устойчивости параллельной работы энергорайонов с ОРГ, разбор аспектов технического перевооружения сетей при технологическом присоединении объектов распределенной генерации	10%
12.2017	Поиск путей повышения надежности электроснабжения энергорайонов с ОРГ, предварительное ознакомление существующих способов и средств обеспечения устойчивости энергорайонов с ОРГ	10%
10.02.2018	Обобщенный обзор существующих устройств централизованной системы противоаварийной автоматики, формулирование общих принципов работы и построения ЦСПА для энергорайонов с ОРГ	10%
25.03.2018	Разработка алгоритма работы ЦСПА для ОРГ, поиск проблем алгоритма, изучение источников по формированию алгоритмов ЦСПА	10%
21.04.2018	Разработка структурно-функциональной схемы ЦСПА для энергорайона с ОРГ	10%
18.05.2018	Моделирование работы ЦСПА с помощью Matlab, Программная реализация алгоритма сброса мощности	20%
15.05.2018	Финансовый менеджмент	10%
22.05.2018	Социальная ответственность	10%
10.06.2018	Выполненная выпускная квалификационная работа	100%

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Абеуов Ренат Болтабаевич	к.т.н., доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Дементьев Юрий Николаевич.	PhD, к.т.н.		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 163с., 19 рис., 18 табл., 39 источников, 3 прил.

Ключевые слова: централизованная система противоаварийной автоматики, деление сети, энергорайон с объектами распределенной генерации

Объектом исследования является энергорайон с распределенной генерацией.

Цель работы – разработка централизованной системы противоаварийной автоматики для энергорайонов с объектами распределенной генерацией.

В процессе исследования проводились моделирования в ПО Matlab Simulink.

В результате исследования разработан алгоритм и структурно-функциональная схема централизованной противоаварийной автоматики в энергорайоне с объектами распределенной генерацией.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: наличие вычислительного и распределительного модулей.

Степень внедрения: требует дополнительных технологических решений.

Область применения: щит релейной защиты подстанции.

Экономическая эффективность/значимость работы: внедрение устройства позволит существенно повысить эффективность выделения энергорайонов с объектами распределенной генерации на изолированную работу, уменьшить финансовые затраты на технологическое присоединение и в целом повысить надёжность электроснабжения энергорайонов с электростанциями малой мощности в аварийных ситуациях, приводящих к недопустимому снижению основных режимных параметров ЭЭС.

В разделе финансовый менеджмент представлен расчет ущерба до и после внедрения устройства централизованной противоаварийной автоматики.

В разделе социальная ответственность рассмотрена перечень вредных, опасных производственных факторов, а также правовых и организационных вопросов по обеспечению безопасности в процессе работы.

## **Принятые сокращения**

АВР – автоматическое включение резерва;  
АВСН – автоматика выделения станции на собственные нужды;  
АДА – адаптивная делительная автоматика;  
АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима;  
АПВ – автоматика повторного включения;  
АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования;  
АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;  
АОСЧ – автоматика ограничения снижений частоты;  
АР – асинхронный режим;  
АРЧВ – автоматические регуляторы частоты вращения;  
АЧР – автоматика частотной разгрузки;  
БСК – батарея статических конденсаторов;  
ВЛ – воздушная линия;  
ГПУ – газопоршневая установка;  
ГТУ – газотурбинная установка;  
ГУ – генерирующая установка;  
ДА – делительная защита;  
ДАН – делительная автоматика по напряжению;  
ДАЧ – делительная автоматика по частоте;  
ДУ – динамическая устойчивость;  
ЕЭС – Единая энергетическая система;  
КЗ – короткое замыкание;  
КУ – компенсирующее устройство;  
ЛЭП – линии электропередач;  
ОГ – отключение части генераторов;  
ОН – отключение нагрузки;  
НАПВ – автоматическое повторное включение по напряжению;  
ПА – противоаварийная автоматика;

РЗА – релейная защита и автоматика;  
ПС – подстанция;  
ПК – программный комплекс;  
РЗиА – релейная защита и автоматика;  
РГ – распределенная генерация;  
СМНР – система мониторинга переходных режимов;  
СО ЕЭС – Системный оператор Единой энергетической системы;  
ССПИ – система сбора и передачи информации;  
ТПЧ – тиристорные преобразователи частоты;  
ТУ – технические условия;  
УВ – управляющее воздействие;  
УПК – устройство продольной компенсации;  
УР – установившийся режим;  
УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя;  
ФОЛ – фиксация отключения линии;  
ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь;  
ЦИТ – цифровые измерительные трансформаторы;  
ЦП – центр питания;  
ЦСПА – централизованная система противоаварийной автоматики;  
ЭДС – электродвижущая сила;  
ЭС – электростанция;  
ЭСММ – электростанция малой мощности;  
ЭЭ – электрическая энергия;  
ЭЭС – электроэнергетическая система.

## Содержание

Введение.....	14
Глава №1. О необходимости разработки общих принципов построения централизованной системы противоаварийной автоматики для энергорайонов с объектами распределённой генерации. ....	17
1.1. Проблемы и особенности технологического присоединения объектов распределённой генерации к электрическим сетям энергосистем. ....	17
1.2. Проблемы эксплуатации объектов распределенной генерации в составе энергосистем. ....	22
1.3. Задачи повышения надежности электроснабжения энергорайонов с объектами распределенной генерации, решаемые с помощью локальных устройств противоаварийной автоматики. ....	24
1.4. Обоснование целесообразности разработки централизованной системы ПА для энергорайонов с объектами распределённой генерации .....	25
1.5. Выводы.....	27
Глава №2. Основные виды аварийных ситуаций в энергорайонах с объектами распределённой генерации .....	29
2.1. Проблемы, способы и средства поддержания и частоты в энергорайонах с ОРГ	29
2.2. Проблемы, способы и средства поддержания и напряжения в энергорайонах с ОРГ.....	33
2.3. Проблемы обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов с сетью в энергорайонах с ОРГ.....	36
2.4. Иные аварийные ситуации в энергорайонах с ОРГ, а также способы и средства их ликвидации.....	41
2.5. Выводы.....	45
Глава 3 Разработка общих требований к ЦСПА энергорайонов с ОРГ	47
3.1. Особенности функционирования и конфигурирования ЦСПА.....	47
3.2. Основные требования к измерительным, вычислительным, исполнительным органам ЦСПА энергорайонов с ОРГ.....	53
3.3. Основные требования к системам связи ЦСПА энергорайонов с ОРГ.....	57
3.4. Общие принципы работы ЦСПА энергорайонов с ОРГ.....	60
3.5. Выводы.....	62
Глава 4 Формулирование общих конструктивных решений по разработке ЦСПА энергорайонов с ОРГ.....	64
4.1. Общие принципы построения ЦСПА энергорайонов с ОРГ.....	64
4.2. Разработка алгоритма работы ЦСПА энергорайонов с ОРГ .....	68
4.3. Разработка структурно-функциональной схемы ЦСПА энергорайонов с ОРГ....	72
4.4. Моделирование работы ЦСПА энергорайонов с ОРГ .....	82
4.5. Программная реализация алгоритма сброса мощности .....	84
4.6. Вывод .....	89
Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ....	90
5.1. Целесообразность и обоснование разработки проекта .....	90

5.2. Оценка научно-технического уровня разработки.....	91
5.3. Организация и планирование проектных работ.....	93
5.4. Организация проектной работы.....	94
5.5. Расчет затрат на разработку .....	96
5.6. Определение экономической эффективности проекта.....	100
5.7. Заключение по разделу .....	103
Глава 6. Социальная ответственность.....	104
6.1. Анализ выявленных вредных факторов производственной среды.....	105
6.2. Анализ выявленных опасных факторов произведённой среды.....	112
6.3. Заключение по разделу .....	120
Заключение .....	122
Список использованной литературы.....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	131
ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....	158
ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	159

## **Введение**

На сегодняшний день рост производства электроэнергии во многих странах обеспечивается распределённой генерацией (РГ). Под распределенной генерацией понимается совокупность модульных генерирующих объектов малой мощности, производящих электроэнергию в непосредственной близости к месту потребления.

Тенденция развития распределенной генерации проявляется и в России, но, в отличие от других стран, она происходит, в основном, не за счет строительства объектов генерации на базе возобновляемых источников энергии (солнечные, ветряные, геотермальные, малые ГЭС, приливные и т.п.), а путем ввода тепловых электростанций с газотурбинными (ГТУ), дизельными (ДЭС) и газопоршневыми установками (ГПУ), которые, как правило, подключаются к распределительным электрическим сетям или к сетям внутреннего электроснабжения промышленных предприятий и сооружаются собственниками крупных промышленных предприятий нефтегазодобывающей, горнодобывающей, металлургической, целлюлозно-бумажной и химической отраслей промышленности [1].

В большинстве случаев такое развитие РГ обосновано исключительно экономическими аспектами, а именно:

- необходимостью эффективной утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях, без сжигания его в факеле;
- возможностью использования вторичных энергоресурсов (шахтного газа, доменного и конвертерного газа и т.п.) с возможностью выработки тепловой и электрической энергии;
- возможностью использования вторичных энергоресурсов на средних и мелких предприятиях (утилизация биогаза на очистных сооружениях, утилизация отходов лесопереработки и сельского хозяйства и т.п.);

- доступностью газовой инфраструктуры с необходимыми объемами поставки природного газа для строительства собственного объекта РГ.

Развитие распределенной генерации вызывает множество дискуссий среди специалистов в законодательной, экономической, а также в технической сферах регулирования. Технические вопросы внедрения ЭСММ, вопросы создания противоаварийного управления на уровне распределительной сети, а также вопросы связанные с внедрением в энергосистему объектов распределенной генерации отражены в публикациях П.В. Илюшина, Г.С. Нудельмана, Ю.Н. Кучеровым и А.Г. Фишовым и др. Тем не менее, в настоящее время практически отсутствуют отдельные нормативно-технические документы и нормативно-правовые акты, регламентирующие требования к объектам РГ и их подключению к энергосистеме, учитывая особенности и характеристики этих объектов.

В тоже время, современные тенденции таковы, что доля РГ в нашей энергетике растет, и уже сегодня активно идет обсуждение проблем и перспектив «виртуализации» устройств и систем РЗА, возможности их объединения и централизации, причем это касается как функций РЗА, так и функций различных систем автоматизации в энергетике, в единой системе или комплексе микропроцессорных устройств.

Вычислительная мощность и объем памяти современных моделей микропроцессоров позволяет реализовывать новые алгоритмы релейной защиты, автоматики и измерений, как в аппаратном виде, так и программно.

Одним из путей минимизации расходов на создание полноценной системы релейной защиты и автоматики, а также системы управления и контроля, является отказ от построения таких систем в виде совокупности отдельных терминалов, вычислительного и коммуникационного оборудования и объединение всех необходимых функций в одном

центральном устройстве, выполненном на микропроцессорной элементной базе.

Целью данной работы является разработка централизованной системы противоаварийной автоматики для энергорайонов с объектами распределенной генерацией. Для достижения поставленной цели в работе решены следующие задачи:

1. Изучение проблемы эксплуатации объектов распределенной генерации (ОРГ) в составе энергорайонов;
2. Обзор существующих способов и средств обеспечения устойчивой работы ОРГ в составе энергорайонов;
3. Разработка общих требований, а также формулировка общих принципов работы ЦСПА;
4. Разработка алгоритма работы ЦСПА;
5. Разработка структурно функциональной.



## **Глава №1. О необходимости разработки общих принципов построения централизованной системы противоаварийной автоматики для энергорайонов с объектами распределённой генерации.**

### **1.1. Проблемы и особенности технологического присоединения объектов распределённой генерации к электрическим сетям энергосистем.**

На сегодняшний день, в области электроэнергетики, активно проводится политика максимально-эффективного использования природных энергетических ресурсов страны. В связи с этим, для утилизации попутного газа, нефтедобывающие компании в энергорайонах, обеспечивающих добычу нефти и газа, активно вводят в эксплуатацию объекты распределенной генерации (ОРГ).

Поскольку электроснабжение данных энергорайонов обеспечивается от системы централизованного электроснабжения, то ввод ОРГ влечет за собой новые характерные особенности ЭЭС:

- меняется традиционный механизм «производство – передача распределение – потребление» электроэнергии: выработка энергии начинает осуществляться, в том числе и децентрализованно в непосредственной близости от конечных потребителей;
- малая распределительная энергетика может быть представлена как отдельными электростанциями, подключаемыми на уровне распределительной сети, так и целыми областями в распределительной сети с малыми электростанциями различного типа – локальными энергосистемами или так называемыми микросетями;
- роль распределительных сетей существенно возрастает: подобно централизованной энергосистеме они должны выполнять нехарактерные для них ранее функции генерирования энергии и управления распределением потоков мощности;

– увеличивается разнообразие применяемых технологий генерирования.

В большинстве случаев для электроэнергетической системы, содержащей малые электростанции, становится характерным сближение величин рабочих токов и токов короткого замыкания. Причиной этого может являться уменьшение составляющей тока от внешней сети при повреждении на смежных объектах или при коротких замыканиях через переходные сопротивления; кроме того, значения токов короткого замыкания от самих малых электростанций могут быть соизмеримы со значениями токов в предшествующем повреждению режиме.

В распределенной сети, содержащей малые электростанции, возникает опасность несинхронных включений, которые могут иметь место при автоматическом повторном включении (АПВ) линии электропередачи, связывающих малые электростанции с сетью внешней энергосистемы или между собой, а также при отключении коротких замыканий, если это не приводит к полному разрыву связи между параллельно работающими источниками.

Режимы несинхронных включений связаны с появлением больших токов, воздействием на генераторы малых электростанций значительных электромагнитных моментов и повышенных электродинамических усилий, представляющих угрозу механической прочности генераторов. Повышенная опасность этих режимов применительно к сетям с малыми электростанциями обусловлена тем, что мощность внешней сети, как правило, значительно превышает мощность этих электростанций; кроме того, во время без токовой паузы АПВ (или за время короткого замыкания) вследствие небольшого значения постоянной инерции генераторов малой электростанции вектора напряжений этих генераторов и внешней сети могут успеть разойтись на значительный угол.

К тому же, характеристики переходных процессов в энергосистемах с распределенной генерацией имеет ряд особенностей, отличающих их от процессов, присущих содержащим только крупные электростанции энергосистемам:

- ввиду небольших значений постоянных инерции агрегатов малой электростанции становится высокой вероятностью нарушения ее синхронной динамической устойчивости при коротких замыканиях;

- асинхронные режимы в распределительной сети характеризуются высокими скоростью развития и частотой скольжения. При этом, если асинхронный режим отдельной малой электростанции относительно мощных источников внешней энергосистемы с высокой вероятностью завершается ресинхронизацией (в некоторых случаях через 1-2 цикла), то в сети, содержащей несколько малых электростанций, могут иметь место длительные многочастотные асинхронные режимы;

- предел передаваемой мощности в распределительной сети, как правило, ограничивается перегрузочной способностью оборудования, а не условиями устойчивости. Рассматривая малые электростанции как средство «покрытия» роста нагрузок в «слабой» распределительной сети, необходимо принимать во внимание и то, что при этом существенно повышается вероятность возникновения перегрузки и последующего отключения сетевого оборудования при отключении части малых электростанций или при плановых и аварийных изменениях конфигурации сети;

- вследствие того, что малые электростанции находятся в непосредственной близости от электрической нагрузки, мощность которой, как правило, соизмерима или превышает мощность генераторов этих станций, состав и параметры нагрузки оказывают значительное влияние на качественные и количественные характеристики переходных процессов. При слабой связи распределительной сети с сетью внешней энергосистемы и

значительной доле двигательной нагрузки возникают проблемы нарушения устойчивости по напряжению.

Неоднозначно и влияние распределенной генерации на качество электроэнергии по уровням напряжений. С одной стороны, наличие распределенной генерации в распределительной сети позволяет более стабильно поддерживать уровни напряжений в узлах за счет возможностей этих генераторов по генерированию реактивной мощности, в отличие от традиционных распределительных сетей, в которых потери напряжения тем больше, чем дальше от питающей подстанции высокого напряжения. С другой стороны, обнаружены явления, получившие название фликкера в англоязычной литературе и связанные с быстрыми колебаниями напряжения. Характерно, что фликкер развивается при резком снижении напряжения в узле присоединения малого генератора, особенно если генератор асинхронный [2,3].

Вопрос влияния распределенной генерации на генерацию высших гармоник в системе также остается спорным. С одной стороны, наличие распределенных генераторов снижает их уровень. Но, с другой стороны, многие малые установки, например, ВЭУ, высокочастотные ГТУ, подключаются к распределительной сети через преобразователи переменного тока в постоянный и обратно, которые генерируют в сеть высшие гармоники.

Появление распределенной генерации усложняет диспетчерское управление ЭЭС, смещая его функции на распределительную сеть. Проблема при этом заключается в высокой неопределенности режимов работы распределенной генерации вследствие неравномерности загрузки агрегатов, отсутствия текущей информации об их работе и др. В последнее время появился ряд разработок, в которых предпринимаются попытки решения этой проблемы на основе распределенной системы диспетчерского управления с использованием Интернет-технологий [2, 4]. В связи с этим появилось понятие

"виртуальная электростанция", которая условно объединяет распределенную генерацию посредством распределенной Интернет-системы управления.

Распределенная генерация усложняет также систему релейной защиты и автоматики, противоаварийного управления ЭЭС. Распределительная сеть с появлением в ней установок распределенной генерации приобретает черты основной сети, т.е. в ней возникают проблемы устойчивости и др., что требует разработки устройств автоматики, аналогичных основной сети. При потере электроснабжения от питающей подстанции основной сети имеется возможность выделить установку распределенной генерации на близкую по мощности нагрузку, что обеспечит электроснабжение ответственных потребителей. Эта проблема в англоязычной литературе получила название "Islanding", она достаточно активно изучается [5] и имеет ряд составляющих, в частности: определение состава потребителей, подключаемых к малому генератору при выделении; разработка принципов и конкретных устройств соответствующей автоматики; учет конкретных условий работы распределенных генераторов и др.

Помимо вышеперечисленного, присоединение ОРГ к ЭЭС сопровождается рядом трудностей при получении технических условий (ТУ) на технологическое присоединение к электрическим сетям, согласовании проектных решений или в процессе эксплуатации генерирующих установок (ГУ).

Все перечисленные особенности распределенной генерации требуют тщательного изучения свойств и характеристик различных установок, разработки их математических моделей работы в различных режимах. Требуется разработка новых методов анализа режимов работы систем электроснабжения, включающих распределенную генерацию, их надежности, устойчивости и т.п. Необходима также разработка математических моделей и методов планирования развития систем электроснабжения и ЭЭС с учетом распределенной генерации [2,5 и др.].

## **1.2. Проблемы эксплуатации объектов распределенной генерации в составе энергосистем.**

Ряд проблемных вопросов, возникающих в процессе эксплуатации, связан с конструктивными особенностями генерирующих установок (ГУ). К ним относятся [6]:

- механические повреждения ГУ из-за воздействия ударных электромагнитных моментов при возникновении многофазных КЗ или НАПВ во внешней электрической сети;
- нарушения динамической устойчивости ГУ (ГПУ, ГТУ с разрезными валами – свободными силовыми турбинами) при многофазных КЗ во внешней электрической сети;
- неселективные отключения генераторов при отсутствии угрозы механического или термического повреждения при возникновении и ликвидации коротких замыканий защитами электросетевых элементов;
- преждевременные отключения ГТУ технологической защитой при снижении частоты в ЕЭС или выделенном энергорайоне (переход компрессора в режим «помпажа» с возможным повреждением приводного газотурбинного двигателя);
- возникновение синхронных качаний ГУ (незатухающие синхронные колебания активной мощности на ГУ) обусловленные выбором параметров АРВ;
- невозможность обеспечения регулирования частоты вращения генераторов в двух состояниях: при параллельной работе с сетью и при изолированной (автономной) работе;
- неуспешные выделения ГУ/электростанций действием автоматики выделения на сбалансированную нагрузку (АВСН) в связи с отключением ГУ технологическими защитами при резких наборах / сбросах нагрузки;

- невозможность длительной работы после срабатывания АВСН из-за наличия ограничений по технологическому минимуму нагрузки на ГУ (диапазон от единиц до десятков % от  $P_{ном}$ );
- значительные сложности в обеспечении селективного отключения КЗ в сети, а также прямых пусков электродвигателей при изолированной (автономной) работе ГТУ с тиристорными (транзисторными) преобразователями частоты (ТПЧ);
- повышенный износ регулирующих клапанов при отсутствии зоны нечувствительности в автоматических регуляторах частоты вращения (АРЧВ) ГУ (исключение управляющих воздействия на турбину при малых отклонениях частоты сети вблизи ее номинального значения);
- отключение ГУ защитой от повышения вибрации из-за возникновения крутильных субсинхронных колебаний при сбросе нагрузки мощными электродвигателями с тиристорными частотно-регулируемыми приводами (ЧРП) при изолированной (автономной) работе объекта РГ;
- ускоренное истощение ресурса генерирующим оборудованием с необходимостью проведения досрочного ремонта или технического обслуживания (повышенный износ, вследствие частых пусков/остановов);
- повреждение генерирующих установок при нормативных возмущениях в сетях внешнего электроснабжения.

Стоит отметить, что наряду с конструктивными особенностями ГУ, часто встречаются ситуации, связанные с неправильным выбором вида, типа, мощности ГУ на этапе проектирования; неправильным выбором режимов работы ГУ; неудовлетворительной организации эксплуатации ГУ.

Однако, объекты РГ продолжают вводиться достаточно большими темпами и в больших объемах, подключаться на параллельную работу с энергосистемой и создавать определенные технологические трудности и проблемы. Следовательно, их необходимо решать уже сегодня, пока не проявился отрицательный синергетический эффект, когда станут возможными

массовые отключения потребителей электрической энергии по причине невыполнения определенных технико-технологических требований к интеграции объектов РГ в энергосистему.

### **1.3. Задачи повышения надежности электроснабжения энергорайонов с объектами распределенной генерации, решаемые с помощью локальных устройств противоаварийной автоматики.**

Под надежностью электроснабжения понимается способность системы электроснабжения, в составе которой работают энергопринимающие установки потребителей, при определенных условиях обеспечить им поставку электрической энергии (мощности) в соответствии с заявленными величинами и договорными обязательствами при соблюдении установленных норм качества электроэнергии.

В энергосистемах возможны различные отклонения от нормального режима работы, такие, как снижение напряжения или частоты, локальные или системные аварии. В синхронно работающих сбалансированных энергосистемах все элементы и участки должны работать в едином режиме, который необходимо постоянно поддерживать. Появление распределенной генерации (РГ) в электроэнергетической системе (ЭЭС), как было рассмотрено выше, может оказать неоднозначное влияние на устойчивость энергосистемы в целом. В этом случае, при нарушении режима отдельно взятого участка должна быть обеспечена возможностью быстрой локализации этого участка, чтобы авария не перерастала в системную. Для ограничения развития и прекращения аварийных режимов устанавливаются комплексы противоаварийной автоматики (ПА). В зависимости от реализуемого принципа управления устройства делятся на локальные и централизованные.

Локальная ПА (ЛПА) – противоаварийная автоматика отдельного объекта энергетической системы (ЭС), имеющая собственную логику выбора управляющего воздействия (УВ), использующая, как правило, местную



информацию. В настоящее время локальные устройства используются для решения всех задач в структуре противоаварийного управления. С внедрением распределенной генерации, различают следующие задачи повышения надежности, решаемые с помощью локальных устройств [7]:

- при малых возмущениях локальные устройства должны обеспечить соответствие передаваемых мощностей, частоты и напряжения тем пределам, которые допустимы для них в послеаварийных условиях. Имеется ввиду те пределы, в рамках которых эти величины могут быть отрегулированы другими соответствующими устройствами.

- при больших возмущениях локальные устройства действуя параллельно с регулируемыми устройствами, в процессе перехода от исходного состояния к послеаварийному, должны избежать даже кратковременного выхода за некоторые критические значения. Последнее можно пояснить на примере задачи сохранения динамической устойчивости района с распределенной генерацией и энергосистемы. Угол между векторами эдс энергосистемы и генераторов не должен превысить критическое значение.

#### **1.4. Обоснование целесообразности разработки централизованной системы ПА для энергорайонов с объектами распределённой генерации**

В настоящее время, локальные устройства ПА в ЕЭС России, как правило, работают автономно и не координируют свои действия друг с другом. С точки зрения отказоустойчивости автоматики, данный подход, безусловно, является правильным и был проверен длительным опытом эксплуатации. С другой стороны, дальнейшее повышение структурной сложности отдельных подсистем, а именно внедрение объектов распределенной генерации, потребует координации различных локальных устройств в централизованной системе.

Централизация противоаварийного автоматического управления в районах с ОРГ обусловлена в основном необходимостью эффективного решения наиболее сложной задачи такого управления - предотвращения нарушения устойчивости в сетях сложной структуры.

Централизованная система ПА, включающая объединенные информационные и управляющие телеканалами центральное устройство переработки информации и определения управляющих воздействий, большое количество периферийных устройств, установленных на различных объектах контролируемого района с ОРГ существенно позволит:

- снизить вероятность ложного срабатывания и увеличить вероятность правильного срабатывания, что в свою очередь, определяет высокую степень надежности и отказоустойчивости устройства в целом;

- учитывать реальное распределение небалансов мощности;

- обеспечить повышение точности и адаптивности управления, следствием которого является сокращение избыточности управляющих воздействий и расширение области допустимых режимов работы энергосистемы при ограниченном объеме управляющих воздействии. Точность и адаптивность управления обеспечиваются не только актуализацией текущей (доаварийной) схемы и режима, но и актуализацией аварийного возмущения, например, произошло ли успешное повторное включение линии после ликвидации короткого замыкания на ней или нет.

- выполнение балансирующих управляющих воздействий по заданию координирующей системы противоаварийной автоматики (должна быть разработана на базе алгоритмов централизованной автоматики) для обеспечения устойчивости ЕЭС в целом;

- предотвращение нарушений устойчивости и опасных перегрузок не только при единичных расчетных аварийных возмущениях, но и для предотвращения (прекращения) развития аварийного процесса при последовательных отказах. Тем самым централизованная система

противоаварийной автоматики предотвращения нарушения устойчивости окажется действенным средством сохранения живучести энергосистемы. Решающую роль при этом будет играть обеспеченность необходимым объемом управляющих воздействий;

- осуществление взаимодействия с другими подсистемами автоматического режимного и противоаварийного управления. Например, централизованная противоаварийная автоматика энергорайонов с ОРГ осуществляет расчет в режиме реального времени допустимых предельных нагрузок связей (сечений), контролируемых системой автоматического регулирования частоты и мощности, и осуществляет передачу в последнюю уставок для автоматического ограничения перетоков мощности. При наличии нескольких систем автоматического регулирования частоты и мощности перед централизованной противоаварийной автоматикой может быть поставлена задача выбора стратегии ведения режима при минимизации управляющих воздействий;

- выполнение функции информационной поддержки диспетчера по ведению режима, снабжая его текущими значениями максимально допустимых перетоков.

## **1.5. Выводы**

1. Действующие в мировой энергетике тенденции развития крупных источников и их органичное сочетание с распределенной генерацией энергии характерны и для России. В немалой степени этому способствует активная интеллектуализация систем энергетики. В сочетании крупные источники и распределенная генерация формируют новую парадигму развития энергетики.

2. При внедрении распределенной генерации в распределительную сеть, последняя приобретает черты основной сети со свойственными для нее

проблемами устойчивости и необходимостью ее оснащения устройствами автоматики и регулирования.

3. Наличие распределенной генерации в распределительной сети позволяет более стабильно поддерживать уровни напряжений в узлах за счет возможностей генераторов по генерированию реактивной мощности (в отличие от традиционных распределительных сетей, в которых потери напряжения тем больше, чем дальше от питающей подстанции высокого напряжения. При отказе питающей подстанции высокого напряжения наличие РГЭ в распределительной сети позволяет обеспечить надежное электроснабжение многих потребителей.

4. Параллельная работа централизованных систем и РГЭ имеет не только положительные эффекты, но и связана с определенными трудностями по обеспечению устойчивости работы, регулированию и поддержанию эффективных режимов, по предотвращению аварийных ситуаций и др. Во многом это связано с технической оснащенностью распределительных сетей, к которым подключаются источники распределенной генерации и которые приобретают свойства основной сети. Появление нового оборудования, использование автоматики, систем регулирования позволяет решать возникающие вопросы.

5. Локальная противоаварийная автоматика, как правило, работает автономно и не координируют свои действия друг с другом, а в случае подключения на параллельную работу энергорайона с объектами распределительной генерации требуется координации различных локальных устройств. Оптимальным решением является осуществление локального взаимодействия в централизованной системе противоаварийного управления.

6. ЦСПА существенно позволит повысить надежность, быстродействие и адаптивность в энергорайоне с ОРГ.

## **Глава №2. Основные виды аварийных ситуаций в энергорайонах с объектами распределённой генерации**

### **2.1. Проблемы, способы и средства поддержания и частоты в энергорайонах с ОРГ.**

Частота электрического тока является одним из показателей качества электрической энергии и важнейшим параметром режима энергосистемы. Значение частоты показывает текущее состояние баланса генерируемой и потребляемой активной мощности в энергосистеме. Работа Единой энергосистемы России планируется для номинальной частоты – 50 герц (Гц). Непрерывность производства электроэнергии, отсутствие возможности запасать энергию в промышленных масштабах и постоянное изменение объемов потребления требуют настолько же непрерывного контроля за соответствием количества произведенной и потребленной электроэнергии. Показателем, характеризующим точность этого соответствия, является частота.

При ведении режима ЕЭС, постоянно возникают колебания баланса мощности в основном из-за нестабильности потребления, а также (гораздо реже) при отключениях генерирующего оборудования, линий электропередачи и других элементов энергосистемы. Указанные отклонения баланса мощности приводят к отклонениям частоты от номинального уровня.

Повышенный уровень частоты в энергосистеме относительно номинальной означает избыток генерируемой активной мощности относительно потребления энергосистемы, и наоборот, пониженный уровень частоты означает недостаток генерируемой активной мощности относительно потребления.

Таким образом, регулирование режима энергосистемы по частоте заключается в постоянном поддержании планового баланса мощности путем ручного или автоматического (а чаще и того, и другого одновременно)

изменения нагрузки генераторов электростанций таким образом, чтобы частота все время оставалась близкой к номинальной. При аварийных ситуациях, когда резервов генерирующего оборудования электростанций недостаточно, для восстановления допустимого уровня частоты, может применяться ограничение нагрузки потребителей.

Регулирование частоты электрического тока в ЕЭС России осуществляется в соответствии с требованиями [8].

Согласно указанным Стандартам, в первой синхронной зоне ЕЭС России должно быть обеспечено поддержание усредненных на 20-секундном временном интервале значений частоты в пределах  $(50,00 \pm 0,05)$  Гц при допустимости нахождения значений частоты в пределах  $(50,0 \pm 0,2)$  Гц с восстановлением частоты до уровня  $(50,00 \pm 0,05)$  Гц за время не более 15 минут.

Генерирующее оборудование электрических станций, за исключением атомных, должно работать в следующих регулировочных диапазонах:

- А) длительно при изменении частоты 49,0 – 51,0 Гц;
- Б) кратковременно в диапазоне частот электрического тока:
  - 50,5 – 51,0 Гц – продолжительностью не менее трех минут, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 500 минут;
  - 49,0 – 48,0 Гц – продолжительностью не менее пяти минут, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 750 минут;
  - 48,0 – 47,0 Гц – продолжительностью не менее одной минуты, при суммарной продолжительности работы в течение всего срока эксплуатации не более 180 минут;
  - 47,0 – 46,0 Гц – продолжительностью не менее десяти секунд, при суммарной продолжительности в течении всего срока эксплуатации не более 30 минут;

– 46,0 Гц – не менее одной секунды, при этом суммарная продолжительность за весь срок эксплуатации не более 30 минут.

Высокие требования к поддержанию частоты обусловлены необходимостью согласования отклонений частоты с планируемыми запасами пропускной способности контролируемых сечений ЕЭС в нормальных условиях.

Все вращающиеся механизмы в синхронно работающих частях энергосистемы (турбины, генераторы, двигатели и т.д.) имеют номинальные проектные обороты, пропорциональные номинальной частоте в сети. Известно, что номинальный режим работы всех вращающихся механизмов является наиболее эффективным с точки зрения их экономичности, надежности и долговечности. Отклонение от номинальных оборотов вращения приводит к нежелательным эффектам в работе оборудования электростанций и потребителей (возникновение повышенных вибраций, износа и т.д.), снижению их экономичности и надежности. Для разного оборудования существуют предельно допустимые отклонения частоты от номинальной. Поддержание частоты на уровне близком к номинальному обеспечивает максимальную экономичность работы энергетического оборудования и максимальный запас надежности работы энергосистем.

В дефицитных энергосистемах проблема обеспечения нормального значения частоты стоит достаточно остро, особенно в случае потери связи с энергосистемой. При этом мощности собственных генераторов критически недостаточно для поддержания режима, а резерва мощности зачастую нет. В таком случае необходимо деление сети и отключение большого количества нагрузок.

Так же не стоит забывать о внедряемых объектах распределенной генерации, при системной аварии, повлекшей за собой недопустимое снижение частоты, генераторы будут втянуты в лавину частоты. При этом

частота на шинах потребителей энергорайона так же примет недопустимое значение, что приведет к нарушению их электроснабжения.

В таком случае существует два варианта ликвидации аварийного режима. Первый вариант – действие автоматики разгрузки по частоте, которая ограничит нагрузку, как в энергосистеме, так и у части потребителей энергорайона с ОРГ. Это приведет к недоотпуску электроэнергии потребителям, которые не пострадали бы при выделении ОРГ на автономный режим работы. Вторым вариантом является отделение района С ОРГ от энергосистемы, что приведет к предотвращению развития системной аварии в данном энергорайоне и сохранению в работе всех потребителей электроэнергии. Однако в этом случае в выделенном энергорайоне нагрузка и генерация должны быть сбалансированы, либо величина небаланса мощности была такой, чтобы после выделения энергорайона с ОРГ на изолированный режим работы не возникало глубокого снижения частоты, приводящего к лавине частоты.

Здесь же необходимо отметить зависимость активной и реактивной мощности комплексной нагрузки от частоты. На зависимость активной мощности комплексной нагрузки от частоты оказывает существенное влияние доля мощности двигательной части от суммарной мощности узла нагрузки. Степень зависимости активной мощности двигателей от частоты, в свою очередь, зависит от крутизны моментно-скоростных характеристик механизмов, вращаемых двигателями.

Характер зависимости реактивной мощности нагрузки от частоты и напряжения в значительной степени определяется двигательной частью. Дополнительное влияние на статические характеристики реактивной мощности оказывают также следующие факторы:

- нелинейность характеристик холостого хода не только двигателей, но и трансформаторов;



- изменение возбуждения синхронных двигателей при изменении частоты и напряжения;
- наличие и вид устройств компенсации реактивной мощности;
- изменение зарядной мощности линий пропорционально квадрату напряжения.

В отличие от статических характеристик активной мощности, характеристики реактивной мощности по частоте и напряжению весьма многообразны и практически не поддаются типизации.

## **2.2. Проблемы, способы и средства поддержания и напряжения в энергорайонах с ОРГ.**

Распределительная электрическая сеть – электрическая сеть, присоединенная к центру питания, обеспечивающая распределение электрической энергии между потребителями электрической энергии или передачу электрической энергии организациям, заключившим договора энергоснабжения с потребителями.

Регулирование напряжения выполняется в распределительных сетях электроэнергетических систем с целью обеспечения экономичной и надежной работы энергетического оборудования и поддержания напряжений в узлах сети в технически допустимых границах. В соответствии с [9] положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю.

В настоящее время для распределительных электрических сетей характерен переход от пассивной сети, связывающей центры питания с узлами нагрузки к сети с “активными” потребителями электроэнергии и распределенной генерацией, принимающими участие в регулировании режима сети для достижения собственных целей [10-11]. В связи с этим, РГ может влиять на колебания напряжения в двух направлениях:

1. РГ осуществляется в соответствии с требованиями местной нагрузки. Это означает, что при росте локальных нагрузок в распределительной сети, производство энергии в РГ также увеличивается, и наоборот. В данном случае, РГ способствует сокращению различий между максимальным и минимальным уровнями напряжения, по сравнению с ситуацией без РГ. Этот режим работы РГ не дает никаких проблем для традиционного подхода регулирования напряжения.

2. Выходная мощность в РГ регулируется независимо от величины локальной нагрузки. Этот режим контроля осуществляется, если РГ управляется при помощи оценки сигналов, которые могут или не могут соответствовать локальные колебания нагрузки, или технология РГ зависит от наличия природных ресурсов, таких как солнечная энергия или энергия ветра. В этом случае РГ может негативно повлиять на возможность регулирования напряжение сети за счет увеличения разности между максимальным и минимальным уровнями напряжением, по сравнению с ситуацией без РГ. Это происходит вследствие того, что минимальный уровень напряжения может оставаться неизменным, например, при ситуации с низкой нагрузкой и РГ. РГ может предоставить некоторые проблемы для традиционного контроля и регулирования напряжения.

Для обеспечения нормального уровня напряжения необходимо поддерживать баланс реактивной мощности в системе. Основная часть проблем регулирования напряжения приходится на аварийные и послеаварийные режимы. Поскольку оборудование большинства крупных станций, включая регуляторы возбуждения генераторов и гасителей поля, устарело, то регулирование напряжения становится недостаточно быстрым и эффективным. Еще один фактор – выведение из работы РПН трансформаторов на подстанциях. Это связано с технологическим несовершенством устройств РПН старых трансформаторов, которых в энергосистеме большая часть. Таким образом, трансформаторы подстанций не участвуют в процессе регулирования

частоты. Другая проблема регулирования напряжения – наличие нерегулируемых устройств компенсации реактивной мощности, таких как реакторы и батареи статических конденсаторов. В таких установках изменение значения выдаваемой мощности изменяется дискретно, либо вовсе остается постоянным, что негативно отражается на возможностях поддержания баланса реактивной мощности. При системном снижении напряжения страдают потребители электроэнергии во всей электрической сети и генераторы на электростанциях.

На сегодняшний день регулирование напряжения осуществляется комплексом средств: регулирование напряжения генераторов путем изменения возбуждения, применение трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) или линейных регуляторов и установка на подстанциях средств компенсации реактивной мощности.

Для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости нагрузки и возникновения лавины напряжения снижения напряжения в узлах энергосистемы, нарушений технологических процессов на электростанциях и крупных промышленных предприятиях, прекращения электроснабжения потребителей широко применяется подсистема автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН).

Устройства АОСН контролируют величину снижения напряжения с учетом его длительности. Для прогнозирования возникновения процесса лавины напряжения устройства АОСН могут контролировать изменение величины реактивной мощности и величину производной изменения реактивной мощности от изменения напряжения. Внедрение (АОСН), не требует значительных материальных затрат, делает отключение нагрузки весьма привлекательным способом повышения надежности электроснабжения.

### **2.3. Проблемы обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов с сетью в энергорайонах с ОРГ.**

Обеспечение устойчивости параллельной работы энергосистем является одной из наиболее важных задач, входящих в более общую задачу обеспечения живучести энергообъединений. Под термином устойчивости энергосистем понимают способность сохранить синхронизм между электростанциями, или другими словами - возвращаться к установившемуся режиму после различного рода возмущений. В зависимости от характера возмущений различают статическую и динамическую устойчивость [12].

Статической устойчивостью называется способность системы восстанавливать исходный режим после малого его возмущения или режим, весьма близкий к исходному (если возмущающее воздействие не снято).

Динамическая устойчивость – это способность системы восстанавливать исходное состояние, или близкое к исходному, после действия больших возмущений, возникающих вследствие КЗ, отключений линий электропередач и больших генерирующих мощностей, либо больших мощностей нагрузки. В таком случае энергосистема рассматривается как нелинейная и расчет устойчивости усложняется.

Для обеспечения устойчивости предусматривают ряд мероприятий для обеспечения достаточного запаса устойчивости при проектировании электроэнергетических систем. По условиям устойчивости энергосистем нормируются минимальные коэффициенты запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в сечениях и по напряжению в узлах нагрузки. Кроме того, устанавливаются группы возмущений, при которых должны обеспечиваться как динамическая устойчивость, так и нормируемые коэффициенты запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах.

### **2.3.1. Особенности статической устойчивости**

В последние годы увеличиваются темпы ввода малых электростанций в неизолированных районах для обеспечения тепло- и электроэнергией новых объектов капитального строительства. При присоединении к энергосистеме новых генерирующих мощностей возникает необходимость обеспечения их устойчивой параллельной работы с энергосистемой. Зачастую присоединяемые к энергосистеме ОРГ работают в составе энергорайонов, сбалансированных по нагрузке и генерации. Такие энергорайоны, в основном, относятся к сфере нефтедобычи, и распределение электроэнергии происходит на низком (6–10 кВ) или среднем (35 кВ) напряжении. В этих энергорайонах преобладает двигательная нагрузка и основной проблемой является резкий сброс или наброс нагрузки на генераторы. Наброс нагрузки возможен, при отключении одного из генераторов или секции шин распределительного устройства РГ. При этом мощности оставшихся генераторов недостаточно для электроснабжения всего энергорайона [13].

Подключение ОРГ к энергосистеме решает задачу обеспечения резервной мощности в энергорайоне, однако, в случае параллельной работы генераторов с энергосистемой возникает ряд новых проблем. Одной из таких проблем является нарушение устойчивости в энергосистеме, к которой подключен район с ОРГ.

Разного рода возмущения, возникающие в энергосистеме, приводят к нарушению исходного установившегося режима и соответственно к колебаниям в генераторах распределенной генерации, ввиду изменения баланса мощности. Такие колебания не должны влиять на нормальную работу генераторов распределенной генерации и приводить к нарушениям электроснабжения потребителей энергорайона.

При более серьезных нарушениях режима и потере статической устойчивости в энергосистеме, генераторы распределенной генерации могут

выпадать из синхронизма, что приводит к нарушению нормального режима работы и потере электроснабжения потребителей.

Во всех случаях колебания роторов генераторов распределенной генерации приводят к нарушению баланса моментов на валу турбины и электромагнитного момента ротора генератора. Вследствие этого возникают ускоряющие или тормозящие моменты на валу генератора, что может привести к недопустимым отклонениям параметров электрической сети даже без нарушения устойчивости. Ситуация усугубляется низкой устойчивостью нагрузки из-за преобладания у потребителей двигательной нагрузки и неполного оснащения двигателей системами регулирования возбуждения и самозапуска.

Другой проблемой является низкий запас по статической устойчивости в самой энергосистеме. Это возможно при наличии слабых связей с низкой пропускной способностью, и при полном или частичном отключении таких связей нарушается статическая устойчивость. Поскольку генераторы мощностью до 12 МВт имеют малую постоянную инерции, то они быстрее прочих выпадают из синхронизма, что приводит к еще большему ухудшению аварийной ситуации.

### **2.3.2 Особенности динамической устойчивости генераторов распределенной генерации**

Сохранение динамической устойчивости комплексов распределенной энергетики малой мощности при различных возмущениях является одной из существенных и актуальных проблем, имеющих важнейшее экономическое и производственное значение в любой отрасли современной промышленности. О динамической устойчивости судят по характеру изменения параметров режима при конечных возмущениях.

Опасность нарушения динамической устойчивости возникает при больших возмущениях в энергосистеме, таких как КЗ, отключение мощных

электропередач, отключения крупных блоков электростанций, не связанных с КЗ.

При наличии слабой связи между присоединяемым районом с ОРГ и энергосистемой или при наличии таких линий в энергосистеме возникает опасность нарушения динамической устойчивости. Если отключается одна цепь линии слабой связи, то мощность, передаваемая по второй цепи, будет превышать предельно допустимую и при этом сопротивление электропередачи изменится, что приведет к изменению электромагнитного момента на валу генератора. Вследствие этого возникает избыточная мощность, и дальнейшее развитие такого режима приводит к нарушению синхронной работы генераторов распределенной генерации с энергосистемой и возникновению асинхронного режима.

Под асинхронным режимом понимается работа генератора и энергосистемы при нарушении условий синхронной работы. Условием синхронной работы является равенство частот генератора и энергосистемы, при этом угол разности фаз должен быть постоянным, либо равен нулю. В случае нарушения этих условий в энергосистеме возникают уравнивающие токи, соизмеримые с током трехфазного короткого замыкания. При этом генераторы работают попеременно в двигательном и генераторном режимах, что недопустимо с точки зрения их нормальной работы. В самой тяжелой ситуации возникает устойчивый асинхронный ход, при котором существует угроза разрушения оборудования действием уравнивающих токов и нарушение функционирования энергосистемы как единого объекта. Возникает необходимость установки устройств АЛАР. При этом ликвидация АР возбужденного генератора относительно электростанции должна осуществляться путем его отключения.

Быстрая ликвидация АР генерирующих установок ОРГ действием АЛАР на отключение ГУ может привести к последствиям, которые необходимо учитывать при выборе алгоритмов и уставок ее действия, а именно [14]:

- увеличение потоков мощности по сети в связи с потерей на какое-то время

данной генерации или значительной ее части;

- возникновение перегрузок электросетевых элементов (трансформаторов и ЛЭП), особенно если на генераторном напряжении имела значительная нагрузка;

- снижение напряжения в узлах нагрузки, что особенно критично для промышленных предприятий с большой долей нагрузки в виде синхронных и асинхронных электродвигателей.

С точки зрения надежности работы распределительных сетей и энергоснабжения потребителей, включая промышленных, возможно было бы допускать АР у генераторов небольшой мощности, относящихся к ОРГ, если АР:

- кратковременный;
- заканчивается самопроизвольной ресинхронизацией генераторов;
- не наносит вреда нормальной работе других генераторов и электроприемников (должно быть обосновано расчетами);
- длительность АР контролируется устройством АЛАР.

Действие АЛАР на отключение обосновано в том случае, если длительность АР оказывается больше допустимой, т.е. при затяжных асинхронных режимах генераторов, которые наиболее вероятны в ремонтных схемах, аварийных и послеаварийных режимах, когда ослаблены связи в энергосистеме. Кроме того, быстрая ликвидация АР возможна в тех случаях, когда ОРГ внедряется только в целях выработки электрической энергии, без решения задач обеспечения надежного электроснабжения потребителей в различных режимах работы прилегающей электрической сети и без жестких контрактных обязательств по поставке электрической энергии сторонним потребителям.



Еще одной из серьезных причин нарушения динамической устойчивости являются КЗ. При замыкании в электрической сети, часть нагрузки, которую несет на себе генератор, мгновенно шунтируется. Таким образом, происходит резкий сброс нагрузки и вследствие инертности роторов генераторов возникает избыточная мощность и генераторы начинают разгоняться, что может привести к нарушению ДУ. Помимо этого, при КЗ в системе снижение напряжения на шинах подстанций и потребителей ЭЭС, затрагивает так же и энергорайоны с ОРГ из-за общности их режима.

С другой стороны, наличие генераторов на среднем или низком напряжении подстанции энергосистемы приводит к утяжелению режима КЗ в энергосистеме, поскольку генераторы распределенной генерации выступают в качестве источников подпитки места КЗ, тем самым увеличивая значение тока КЗ. Увеличение тока КЗ влечет за собой необходимость пересчета уставок релейной защиты и замены выключателей, чья отключающая способность становится ниже нового значения тока КЗ. Наличие подпитки тока КЗ на землю от ОРГ во многом зависит от режима заземления нейтрали трансформаторов, через которые осуществляется подключение автономного энергорайона к энергосистеме.

#### **2.4. Иные аварийные ситуации в энергорайонах с ОРГ, а также способы и средства их ликвидации.**

Важная проблема, связанная с появлением РГ и увеличением погрешности прогноза нагрузок – ухудшение качества расчета режимов и контроля сетевых ограничений. Прогноз нагрузок и расчеты системных и сетевых ограничений выполняются с учетом эквивалентирования распределительных сетей до центров питания 110 кВ. В настоящее время прогноз электрической нагрузки выполняется службами энергетических балансов и режимов филиалов СО. Как правило, прогноз на определенный период времени выполняется по энергорайону с получением значения

мощности нагрузки. Далее значения мощностей по узлам 110 кВ – центрам питания распределительных сетей - разносятся в соответствии с расчетными долевыми коэффициентами, полученными на основании контрольных замеров, реже непосредственно пропорционально данным контрольных замеров [15]. Перетоки мощности и сетевые ограничения в общем случае контролируются с помощью расчета режимов на основании прогнозных нагрузок и планируемой генерации по узлам.

Увеличение общей погрешности прогноза нагрузки по ЭС приводит и к неравномерному увеличению погрешностей прогноза мощности отдельных узлов 110 кВ. Системные и сетевые ограничения на этапе планирования режимов контролируются на основе расчета данных режимов с прогнозными значениями нагрузок узлов. Увеличение погрешностей прогноза узловых мощностей ведет к погрешности расчета режимных параметров, к невозможности контроля сетевых ограничений, а отсюда - к потенциальной перегрузке оборудования. В соответствии с официальными данными «Режимных ограничений ВСВГО» [16], 42-50 % сетевых ограничений относятся к сечениям 110 кВ и составляют по мощности 100-300 МВт в зависимости от конкретной схемно-режимной ситуации. Ненаблюдаемые и неучтенные объекты РГ при порядке мощности их в 25 МВт (8-25 % от ограничений) могут существенно влиять на режимы распределительных сетей. Как правило, ограничения влияют на балансы и режимы:

1. Центров питания распределительных сетей, в условиях замыкания связанных с ними транзитов и размыкания транзитов более высоких классов напряжения;
2. Узлов размещения ТЭЦ и ПГУ, выдающих мощность на классе напряжения 110 кВ, и соответствующих отходящих линий;
3. Комбинация пп. 1 и 2.

Потребность контроля сетевых ограничений возникает и в распределительных сетях 6-35 кВ, где ранее они контролировались только на

этапе проектирования и при выполнении контрольных замеров. Перетоки мощности и энергии в распределительных сетях СО исторически не контролировались по следующим причинам:

1. Обеспечить частоту в целом по системе сравнительно проще, чем обеспечить заданные значения перетоков и потоков мощности (и энергии) в отдельных сечениях и узлах, соответственно.

2. Распределительные сети изначально проектируются так, что при однонаправленных перетоках мощности и *неизменном составе* потребителей перегрузки в них маловероятны.

Однако, с появлением РГ значение баланса мощности узла распределительной сети и соответствующих перетоков может изменяться в существенно больших пределах, чем для случая наличия только нагрузки: от максимальной нагрузки при неработающей РГ до выдачи части или полной мощности РГ при отсутствии нагрузки. Может существовать топологическая невозможность реализации балансов по районам сети, связанная с меньшей связностью распределительных сетей. Это обусловлено их преимущественно радиальной и магистральной структурой.

Таким образом, при появлении РГ требуется расчет режимов распределительных сетей и контроль системных ограничений в узлах и сечениях, связанных с ними. В условиях ненаблюдаемой РГ расчет режимов распределительных сетей и контроль системных ограничений невозможен. Перетоки мощности и энергии в распределительных сетях 35-110 кВ контролируются с помощью расчета режимов сетевыми компаниями, в сетях 6(10) кВ в настоящее время практически не контролируются.

При не учёте доли РГ в балансе мощности энергосистемы может возникнуть эффект «маскировки» части нагрузки в системе, при котором наблюдается фактическое значение мощности нагрузки за вычетом мощности РГ. Как уже было отмечено выше, данный системный эффект хотя и ведет к погрешности определения значений баланса мощности в энергосистеме, но

при относительно небольшой мощности РГ в настоящее время не приводит к опасным последствиям. Тем не менее, при не учете РГ в локальном участке энергосистемы (узле) в перспективе могут происходить непредвиденные изменения схемно-режимной ситуации. Вследствие неравномерности распространения РГ по энергосистеме ее концентрация в отдельных узлах может превосходить среднюю. Ввиду сравнительно низкого КИУМ небалансы ложатся на питающую сеть.

Вышеупомянутый эффект «маскировки» части электрической нагрузки в нагрузочном узле может приводить к следующим последствиям при внезапном отключении РГ, что особенно часто происходит в послеаварийных режимах и может усугублять ситуацию:

1. Недопустимое снижение напряжения и потеря статической устойчивости нагрузки;
2. Превышение допустимой токовой загрузки по сечению связи узла с системой. РГ в энергоузлах может влиять на корректную оценку коэффициентов запаса статической устойчивости ( $k_{ЗАП}$ ) по активной мощности.

Как выяснилось выше, подключение объектов РГ усложняет процессы диспетчерского управления, поскольку напрямую не укладывается в существующую иерархию управления энергосистемами, поэтому необходимо передача данных об объеме выработки за год для учета при прогнозировании потребления, внедрить технологию синхронизированных измерений с созданием систем мониторинга переходных режимов (СМПР) [1].

Синхронизированные измерения режимных параметров характеризуют взаимное движение роторов синхронных машин в переходном процессе и позволяют формировать модели для учета ограничений по устойчивости режима энергосистемы в реальном времени, соответствующие текущим режимным условиям и актуальной топологии электрической сети без ее контроля. Это открывает возможности создания систем контроля

устойчивости, работающих автоматически и не требующих участия человека. Любой генерации достаточно иметь устройство синхронизированных измерений режимных параметров на шинах, интегрированное в систему контроля устойчивости, для того, чтобы получать в автоматическом режиме ограничения по мощности, что исключает имеющуюся необходимость получения разрешений на присоединение и внешний контроль использования пропускной способности сети.

## **2.5. Выводы**

1. При возникновении дефицита активной генерируемой мощности в ЭЭС

происходит снижение частоты электрического тока – общесистемного режимного параметра, характеризующего надежность и экономичность работы энергосистемы, а также качество электроэнергии.

К способам поддержания частоты в энергорайоне с ОРГ относятся:

- действие автоматики разгрузки по частоте;
- отделение района с ОРГ от энергосистемы, что приведет к предотвращению развития системной аварии в данном энергорайоне и сохранению в работе всех потребителей электроэнергии.

2. При возникновении аварийных ситуаций в ЭЭС возможно значительное снижение напряжения на подстанциях распределительной сети, которое может привести к обесточиванию потребителей, нарушению работы станций, лавине напряжения. Способы ограничения снижения напряжения включают в себя такие воздействия, как отключение реакторов, включение конденсаторов (БСК), СТАТКОМ, форсировка и увеличение уставок возбуждения синхронных компенсаторов, генераторов электростанций, деление сети, отключение нагрузки, реализуемые в озвученном порядке.

3. Распространение РГ при росте ее доли в балансах приводит к ряду общесистемных балансово –режимных эффектов, таких как вытеснение системной генерации из базовой части графика нагрузки, снижение её КИУМ.

Ухудшаются условия работы крупной генерации по мобильности и маневренности. Возникает погрешность прогноза резервов мощности в ЭС, что ведет к практической невозможности регулирования частоты и перетоков мощности в энергосистеме. Также возможны локальные эффекты, связанные с «маскировкой нагрузки» РГ с неучтенными набросами нагрузки на сечения связи отдельных узлов, снижением запасов по статической устойчивости нагрузочных узлов, снижением напряжения в них. При неучёте РГ или косвенном учете в составе нагрузки данные опасные эффекты являются бесконтрольными.

4. Существующая технология управления режимами энергосистем ограничивает возможности применения распределенной генерации в электрических сетях и нуждается в модернизации.

## **Глава 3    Разработка общих требований к ЦСПА энергорайонов с ОРГ**

### **3.1    Особенности функционирования и конфигурирования ЦСПА**

Идея централизованной системы противоаварийного управления (ЦСПА) возникла в связи с началом масштабного развития энергосистем, строительством крупных электростанций и отставания темпов сетевого строительства [17]. В результате системообразующая сеть эксплуатировалась на пределе возможностей по устойчивости. Это привело к необходимости учета режима работы удаленных электросетей и множества других факторов, которые наиболее целесообразно было собрать в рамках одного комплекса.

Выделяется три поколения ЦСПА, которые различаются по технологическим алгоритмам выбора объема управляющих воздействий.

ЦСПА первого поколения работали по способу настройки II-ДО, когда на основе построения множества областей устойчивости производится аппроксимация последних и задание их в виде настройки срабатывания в зависимости от контролируемых схемно-режимных условий. Для реализации алгоритма II-ДО требовалось выполнить огромный объем предварительных расчетов, чтобы охватить всю область возможных режимов, а также схем электрической сети контролируемой части энергосистемы. С другой стороны, поскольку данные расчеты не проводились в режиме реального времени, к их выполнению можно было привлекать наиболее современную вычислительную технику.

В ЦСПА второго поколения уже использовался принцип I-ДО, когда на основании математической модели и заданным аварийным возмущениям в темпе процесса производится оценка необходимости и объема ввода управляющих воздействий по условию обеспечения статической устойчивости и допустимой токовой загрузки силового оборудования. АДВ (I - ДО) отличается от алгоритма АДВ (II - ДО) тем, что значения уставок в нем

вычисляются в режиме реального времени (как правило, несколько раз в час) в центральном комплексе ЦСПА (который обычно располагается на базе объединенного (ОДУ) или регионального (РДУ) диспетчерских управлений) и передаются в комплексы ЛАПНУ на объекты. На случай отказа центрального комплекса, в комплексах АПНУ на объектах, имеются сформированные заранее таблицы уставок по алгоритму АДВ (II-ДО).

Отличительной особенностью ЦСПА третьего поколения по сравнению со вторым является учет условия обеспечения динамической устойчивости в рамках технологического алгоритма ЦСПА. Однако, принцип работы I-ПОСЛЕ предполагает выбор управляющих воздействий по результатам расчета устойчивости после поступления сигнала об аварийном возмущении. Применение принципа ограничено технической возможностью быстрого оценивания тяжести режима и выбора управляющих воздействий для сработавшего пускового органа.

Основной целью создания ЦСПА в любой ОЭС является минимизация объемов управляющих воздействий (УВ), реализуемых системой ПА при аварийных ситуациях в системообразующей сети энергосистемы. Для этого выбор УВ в ЦСПА выполняется на основании оценки устойчивости энергообъединения по достоверной расчетной модели в реальном времени

На сегодняшний день в энергосистемах России системное противоаварийное управление ОЭС выполняется двухуровневой:

- верхний уровень ЦСПА, который включает в себя ПТК верхнего уровня, устанавливаемый в диспетчерском центре ОАО «СО ЕЭС». Основная задача ПТК верхнего уровня ЦСПА – это расчет таблиц УВ для заданного набора пусковых органов с использованием текущей расчетной модели энергосистемы (принцип I-ДО) и передача данных таблиц по каналам межмашинного обмена на низовой уровень ЦСПА. ПТК верхнего уровня ЦСПА должен обеспечивать выполнение в циклическом режиме следующих функций:



1. Прием и обработка телеметрической информации из оперативно-информационных комплексов (ОИК).

2. Оценивание состояния и формирование текущей расчетной модели энергосистемы.

3. Расчет УВ для заданного набора пусковых органов с использованием текущей расчетной модели энергосистемы (принцип 1 - ДО).

4. Передача в низовые устройства ЦСПА таблицы УВ для заданного набора пусковых органов.

5. Обмен технологической информацией (эквиваленты для расчетных моделей ЦСПА, допустимые набросы и небалансы мощности и т.п.) с КСПА, а также с ЦСПА смежных энергосистем;

– низовой уровень ЦСПА, которой состоит из одного или нескольких низовых устройств ЦСПА (комплексов локального противоаварийного управления – ЛАПНУ), принимающих таблицы УВ от верхнего уровня. Низовые устройства ЦСПА (ЛАПНУ) должны обеспечивать выполнение следующих функций:

1. Прием и запоминание рассчитанных ПТК верхнего уровня ЦСПА таблицы УВ для заданного набора пусковых органов.

2. Фиксация срабатывания пусковых органов.

3. Выбор УВ из таблицы УВ для конкретного пускового органа.

4. Реализация УВ посредством устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК).

5. Передача в ПТК верхнего уровня ЦСПА информации о срабатывании пусковых органов и реализации У В.

ЛАПНУ может работать в двух режимах:

1. в режиме автоматического запоминания дозировок (АЗД), вырабатываемых на верхних уровнях. Работа с использованием алгоритма 1-ДО.

2. в автономном режиме по собственным алгоритмам с собственными уставками. Работа с использованием алгоритма 2-ДО.

При выявлении неисправности каналов связи между низовыми устройствами ЦСПА и ПТК верхнего уровня ЦСПА, низовые устройства должны автоматически переходить в автономный режим работы (алгоритм 2-ДО).

Устройство, реализующее принцип централизованного управления, по существу представляет собой целую систему устройств. Структурная схема ЦСПА приведена на рис. 1.

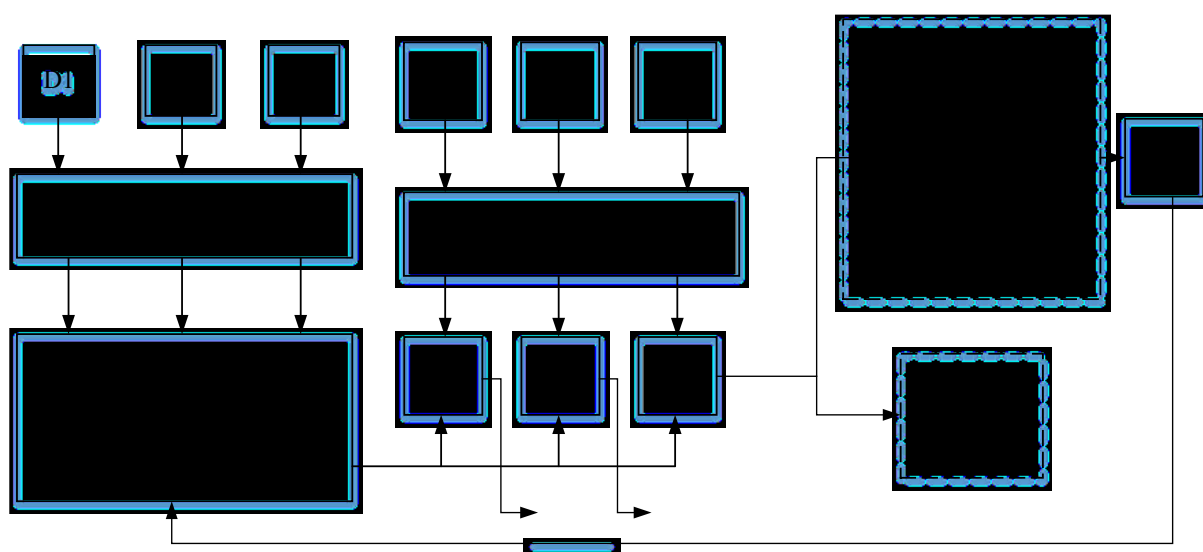


Рисунок 1 - Структурная схема ЦСПА

Принятые обозначения: D – датчики режимных параметров, ПО – пусковые органы, Ти – телеканалы для передачи текущей информации, Та – телеканалы для передачи аварийных команд, ЦВК – центральный вычислительный комплекс, ЗУ – выносные запоминающие устройства, С - блок выбора ступени используемого средства управления; И – исполнительный орган, обеспечивающий реализации воздействия, К – орган контроля состояния (готовности) объекта (средства) управления.

Программно-технический комплекс (ПТК) противоаварийной автоматики обеспечивает выполнение следующих функций:

- прием и передача данных: прием данных телеизмерений и телесигналов от диспетчерских систем телемеханики;
- прием сигналов аварийных возмущений и передача таблиц управляющих воздействий (ТУВ) на нижестоящие комплексы противоаварийного управления;
- прием информации о работе устройств нижестоящих ПА, передача информации о работе комплекса в диспетчерские оперативные информационные комплексы (SCADA);
- обработка полученных данных (преобразование потока данных и приведение его к принятой системе представления величин, достоверизация информации, обработка данных для получения вычисляемых параметров, обработка данных для синтеза и актуализации расчетных моделей);
- хранение данных (формирование базы данных реального времени и архивирование данных (управление наполнением архивов данными – глубина и цикличность, администрирование архивов (копирование, восстановление и др);
- администрирование и управление (единая система обработки событий, оповещения и ведения журнала событий; управление единым временем;
- контроль и диагностирование программно-аппаратного комплекса ЦПА, а также средств коммуникации; управление конфигурацией ЦПА;
- выполнение технологических приложений (расчет УВ);
- отображение информации (отображение в графическом виде состояния и режимов работы ПТК, объектов и каналов межмашинного обмена.

Полученные результаты передаются для запоминания в ЗУ. Поскольку схема и режим в энергосистеме не остаются неизменными, весь комплекс

расчетов циклически повторяется при обновленных показаниях датчиков, и в случае получения отличных по сравнению с полученными ранее результатов заменяются соответствующие данные в ЗУ.

ЗУ служат для хранения информации, полученной в ПТК, воспринимают сигналы ПО о возникновении аварийных возмущений и передают соответствующие команды на реализацию управляющих воздействий. В зависимости от используемых технических средств и других условий функции ЗУ могут быть совмещены с функциями С или ПТК.

Телесвязи, используемые в ЦСПА, условно разделены на два типа: Ти – обеспечивают в основном передачу результатов измерений, т.е. сложной информации; Та -обеспечивают передачу более простых сигналов, но с более высокими требованиями к надежности. Следует отметить, что телесвязи представляют наиболее дорогостоящую часть ЦСПА. Поэтому конкретная схема ЦСПА, расположение основных ее элементов и их количество, совмещение функций отдельных элементов в значительной степени определяются из условия максимального использования имеющихся в энергосистеме телесвязей. В частности, в качестве Ти следует в максимальной степени использовать диспетчерские телесвязи.

Недостаточный объем Ти (наличие так называемых неконтролируемых районов в зоне действия ЦСПА) приводит к необходимости грубой оценки режима в этих районах и, соответственно, снижение точности дозировки управляющих воздействий.

Количество, типы, объемы и размещение средств управления в зоне действия каждой из ЦСПА определяются на основе исследований условий устойчивости при существующей и перспективных схемах энергосистемы. При этом, как и в случае применения принципа локального управления, определяющими являются наиболее тяжелые аварийные ситуации, выявление совокупности которых представляет, естественно, еще более сложную задачу.

Эффективность, а во многих случаях и целесообразность применения ЦСПА в значительной степени определяется алгоритмом дозировки управляющих воздействий и реализацией его в программном комплексе.

Разработка алгоритма представляет весьма сложную задачу. Разработанные к настоящему времени алгоритмы нельзя считать окончательно сформировавшимися. Продолжается работа по их совершенствованию с учетом опыта эксплуатации.

### **3.2 Основные требования к измерительным, вычислительным, исполнительным органам ЦСПА энергорайонов с ОРГ**

#### **3.2.1. Требования к цифровым измерительным трансформаторам тока и напряжения**

Одним из ключевых элементов в системе управления режимами работы электрических сетей являются первичные измерительные трансформаторы тока и напряжения, обеспечивающие защиту электрооборудования от сверхтоков и аварийных режимов, а также проведение измерений, учета и регистрации перетоков электроэнергии в энергосистеме [18].

Находящиеся в эксплуатации и производстве электромагнитные трансформаторы прошли в своем развитии большой путь и в настоящее время являются достаточно совершенными устройствами. Вместе с тем они имеют ряд недостатков (пожаро- и взрывоопасность, насыщение, вес и т.д.).

На смену им должны прийти цифровые измерительные трансформаторы (ЦИТ) тока и напряжения электронного или желательно оптического типа. ЦИТ представляют собой новый класс изделий, основанных на самых последних достижениях в оптике, электронике, системах цифровой обработки и передачи сигналов. Эти устройства отличаются исключительной безопасностью, высокой точностью, быстродействием, малыми габаритами и весом.

К цифровым измерительным трансформаторам тока и напряжения должны предъявляться следующие требования:

- ЦИТ и полевые устройства должны иметь цифровой выход с поддержкой протокола МЭК 61850-9-2;

- передача данных от ЦИТ и полевых устройств должна осуществляться по оптоволоконным кабелям, которые должны соответствовать требованиям МЭК 60794;

- ЦИТ или полевое устройство должны иметь возможность принимать внешний сигнал синхронизации, для того, чтобы синхронизировать выборки.

В качестве сигнала синхронизации должен использоваться входной сигнал 1PPS в соответствии с требованиями МЭК 60044-8 [19]. Опционально синхронизация может быть осуществлена через сеть Ethernet в соответствии с МЭК 61588;

- источник синхронизации должен иметь точность  $\pm 1$  мкс. Отсчеты от модуля объединения должны иметь метки времени, выдаваемые с точностью класса 4 в соответствии с IEC 61850-5 ( $\pm 4$  мкс). Если задержка распространения между выходным сигналом 1PPS источника синхронизации и входом модуля объединения будет более 2 мкс, то каждый такой модуль должен быть в состоянии компенсировать задержку распространения сигнала.

- при автоматическом обнаружении неисправности ЦИТ, должен быть поднят флаг о недостоверности данных на цифровом канале;

- отказ системы передачи должен быть автоматически обнаружен с формированием соответствующего сигнала о неисправности;

- применяемые в конструкции трансформаторов материалы должны обеспечивать выполнение требований по взрыво- и пожаробезопасности;

- В соответствии с IEC 60044-8 максимально допустимое время задержки на обработку сигналов в МО составляет 3 мс (+10 %, –100 %).

Задержка на обработку сигналов определяется как временной интервал, заключенный между моментом измерения на первичной стороне ЦИТ до момента, когда кадр, содержащий в себе это измеренное значение, публикуется на коммуникационном интерфейсе ЦИТ. Измерение задержки,

связанной с обработкой сигналов, производится при синхронизации ЦИТ от внешнего эталонного источника времени с помощью прецизионной временной маркировки/фиксации отдельных кадров, отправляющихся с коммуникационного интерфейса ЦИТ.

### *Центральное вычислительное устройство (ЦВУ)*

Основной функцией ЦВУ является выполнение расчетов управляющих воздействий (УВ) в реальном времени для заданных пусковых органов с учетом заданного допустимого небаланса мощности. Расчеты УВ периодически повторяются для учета текущих изменений режима объекта управления. Результаты расчетов в форме таблицы УВ передаются по каналам связи межмашинного обмена в устройства ПА нижнего уровня, где автоматически запоминаются.

Вычислительная система должна, по возможности, минимально зависеть от используемых технических средств, для упрощения их замены в дальнейшем

ЦВУ централизованной ПА должен быть открытым и позволять при необходимости осуществлять модификации схемы ЭС, учитывать изменения технологий управления режимами ЭС, допускать увеличение объема обрабатываемой информации.

Предельная величина расчетного цикла ЦСПА не должна превышать 30 секунд.

В составе ЦВУ должны использоваться микропроцессорные ИЭУ, функционирующие на базе стандартов МЭК (прежде всего 61850), обладающие развитой системой команд, позволяющей реализовать в реальном времени необходимые алгоритмы контроля и управления технологическими процессами энергорайона с ОРГ.

ИЭУ должны также эффективно (оперативно и без потерь) обрабатывать внутренние и внешние события и обмениваться информацией и командами с другими элементами системы.

Входящие в состав контроллеров модули и программное обеспечение должны позволять при заказе выбирать различные виды резервирования для обеспечения оптимальной экономически обоснованной надежности.

ИЭУ должны иметь возможность обработки внешних прерываний при поступлении инициативных дискретных сигналов или обладать необходимым быстродействием для фиксации времени поступления (изменения) дискретных сигналов (потенциальных) с погрешностью по отношению к системному времени ЦВУ ЦСПА не более  $\pm 1$  мс.

- интерфейс по протоколу IEC61850-9.2 для цифровой связи с источниками данных;

#### *Нормы точности вычислительных компонентов.*

Нормами точности для вычислительного элемента является точность алгоритмов, на основе которых выполняется расчет величины. Вычисляемые характеристики можно условно разделить на следующие типы по характеру входных данных:

- канальные, вычисляются на основе данных одного канала (например, действующие значения тока);
- фазные, вычисляемые на основе данных одной фазы (например, действующее значение мощности);
- многофазные, вычисляемые на основе данных трехфазной системы (например, действующее значение обратной последовательности).

#### *Требования к исполнительным органам*

Требования к терминалам управления коммутационными аппаратами:

- контроль состояния управляемых коммутационных аппаратов (включая технологические сигналы – готовность привода, элегаз, завод пружин и т.п.);
- управление всеми коммутационными аппаратами (включение и выключение) в пределах ячейки (включая выключатель, разъединители, заземляющие ножи);



- реализация функций автоматики управления выключателя (формирование сигналов непереключения фаз, контроль цепей включения и отключения, АПВ, УРОВ, блокировка от многократного включения, включение с контролем синхронизма и т.д.);
- возможность информационного обмена с терминалами соседних ячеек с целью оперативной блокировки;
- ввод измеренных режимных параметров контролируемого присоединения (ток, напряжение) от цифровых трансформаторов тока ТТ и напряжения ТН;
- синхронизация с системным временем ЦВУ ЦСПА (точность не хуже  $\pm 1$  мс).

### **3.3 Основные требования к системам связи ЦСПА энергорайонов с ОРГ**

Централизованный подход к управлению распределенной генерацией, подключенной к сети в режиме реального времени, подразумевает наличие специализированной информационно-технологической системы, обеспечивающей потоки информации о параметрах микроэнергосистемы в центральный узел, в котором осуществляется централизованный расчет оптимальных режимов работы и передача соответствующих команд управления на исполнительные устройства.

#### *Требования к каналам связи*

- минимальная пропускная способность 256 Кбит/с;
- количество потерь в канале – не более 2 %;
- Суммарное время измерения и передачи телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объектов электроэнергетики в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в котором установлен ПТК верхнего уровня ЦСПА, не должно превышать 1 с.

- Телеизмерения и телесигнализация, поступающие в ПТК ЦСПА, должны содержать метки единого астрономического времени, формируемые на объектах электроэнергетики.

- Между ПТК верхнего уровня ЦСПА и каждым из низовых устройств ЦСПА для передачи таблиц УВ и иной технологической информации должны быть организованы два независимых цифровых канала связи с дублированным режимом передачи информации.

- Для передачи аварийных сигналов и команд ПА между объектами электроэнергетики и устройствами (комплексами) ПА должны предусматриваться два независимых канала связи сдублированным режимом передачи информации.

- Время передачи аварийных сигналов и команд ПА должно составлять:

- по волоконно-оптическим и кабельным линиям связи — не более 10 мс:

- по каналам высокочастотной связи на одной ЛЭП — не более 25 мс.

- Вероятность ложного действия аппаратуры для передачи аварийных сигналов и команд ПА должна составлять не более  $10^{-6}$ , вероятность пропуска команды не должна превышать  $10^{-4}$ .

- Устройства и комплексы ПА должны обеспечивать автоматический контроль исправности используемых каналов связи. При неисправности канала связи должна быть предусмотрена автоматическая блокировка прохождения аварийных сигналов и команд ПА с возможностью автоматической и/или ручной деблокировки, а также формирование сигнала неисправности канала связи соответствующих устройств и комплексов ПА.

- В канале связи допускается совмещение передачи аварийных сигналов и команд ПА, РЗ, голосовой информации и телемеханики.

- При организации каналов связи должны выполняться условия по обеспечению электромагнитной совместимости.

- Ресурсы спутниковых систем связи на базе использования геостационарных космических аппаратов и цифровых транкинговых систем могут временно использоваться для организации диспетчерско-технологической связи и передачи информации между РДУ и энергообъектами только в качестве резервных, при условии выполнения требований, предъявляемых к организации диспетчерско-технологической телефонной связи и передаче информации для автоматизированных и автоматических систем управления.

Использование услуг сотовой связи для организации диспетчерских каналов связи не допускается [20].

- Для автоматизированных систем управления, в том числе для передачи телеметрической информации и диспетчерских команд, технологическая связь должна иметь коэффициент готовности каждого направления обмена информацией не менее 0,999 и время восстановления не более 11 минут в неделю.

- Каналы связи, обеспечивающие осуществление оперативных переговоров

диспетчерского персонала диспетчерских центров с оперативным персоналом центров управления сетями и объектов электроэнергетики, оперативного персонала центров управления сетями с оперативным персоналом объектов электроэнергетики должны быть организованы без коммутации на промежуточных пунктах.

- Каналы радиорелейной связи, ВЧ связи по ВЛ и спутниковой связи должны выполняться с учетом обеспечения запаса по перекрываемому затуханию с учетом неблагоприятных погодных условий (туман, изморось, гололед, дождь).

- Должна быть обеспечена защита информации и программного обеспечения от несанкционированного доступа наличием подсистемы управления доступом и подсистемы регистрации и учета.

- В канале передачи сигналов и команд ПА допускается совмещение передачи сигналов и команд ПА, технологической телефонной связи и телемеханики, если это предусмотрено конструктивным исполнением аппаратуры (комбинированная аппаратура).
- Реконструкции систем связи должна выполняться с учетом существующих систем РЗА, ПА, УПАСК, сбора и передачи доаварийной информации, связи.
- Должна быть предусмотрена возможность совместной работы вновь устанавливаемой аппаратуры с имеющейся и устанавливаемой по другим проектам аппаратурой [21].

### **3.4. Общие принципы работы ЦСПА энергорайонов с ОРГ**

Как уже рассматривалось в первых двух главах, развитие распределенной генерации в распределительной сети энергосистем повышает размерность задачи определения запасов устойчивости, усложняет систему управления, снижает эффективность управления, приводит к созданию технологических барьеров при присоединении генераторов к сети. Известные реализованные мероприятия по снижению негативных эффектов с помощью локальных устройств противоаварийной автоматики не учитывают ряд факторов, а именно:

- Не учитывается соотношение между генерирующей и потребляемой мощностями района, что существенно влияет на динамику аварии;
- Не учитывается состояние схемы сети энергорайона и схемы станции;
- Невозможность предусмотреть в этих условиях правильности действий оперативного персонала, который вынужден работать в очень сжатые сроки на фоне быстроменяющихся параметров.

С учётом высокой вероятности возникновения возмущений и развития аварий в энергосистеме, связанных со снижением напряжения, изменением

частоты, возникновения асинхронного режима, перегрузки оборудования и ЛЭП особую значимость приобретают задачи исследования и разработки технических решений по выполнению деления по факту наличия одного из выше перечисленных аварийных ситуаций, при этом не допустить излишних отключений потребителей энергорайона с ОРГ при внешних возмущениях и обеспечить условий для сохранения устойчивости в отделившемся от энергосистемы энергорайоне с ОРГ. В связи с этим, использование ЦСПА с функциями: фиксации отключения линии или трансформатора (ФОЛ или ФОТ), предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), ликвидации асинхронного режима (АЛАР), ограничения перегрузки оборудования (АОПО), делительной автоматики по частоте (ДАЧ), делительной автоматики по напряжению (ДАН) становится актуальным именно благодаря более широкому внедрению в распределительные сети объектов малой генерации.

Работа ЦСПА в энергорайоне с ОРГ основана на следующих принципах:

- Прием от системы сбора и передачи информации (ССПИ) доаварийной информации о схеме и режиме электрической сети, информации о располагаемых ресурсах управления, о готовности к функционированию;
- Настройка, при необходимости, параметров срабатывания пусковых устройств;
- Передача команды на деление сети и отключение нагрузки при фиксации пусковыми органами аварийных возмущений;
- Формирование моделей текущих режимов работы энергосистем на основе телеметрической информации (телеизмерений и телесигналов).
- Непрерывное слежение за положением коммутационных аппаратов в схеме сети, числом работающих энергоблоков, включенных в работу ВЛ, трансформаторов связи прилегающего района и формирование информации о ремонтном состоянии элементов сети и фактах аварийного отключения оборудования;

- Сбор данных по значениям активной мощности генерирующих источников энергорайона с ОРГ, потребляющих мощностей, мощностей по транзитным линиям связи;
- Непрерывный расчёт управляющих воздействий с учетом значения частоты, скорости изменения частоты и заданной выдержки времени;
- Выдача УВ на оптимальное выделение энергорайона с ОРГ на сбалансированную нагрузку, команд на отключение нагрузки с целью достижения баланса между генерацией и потреблением в энергорайоне с объектом малой генерации. При этом в отделившемся районе восстанавливаются значения частоты до близкого к 50 Гц и небаланса близкого к нулю;
- Обеспечение дежурного и эксплуатационного персонала информацией о текущей настройке и действии автоматики, значениях контролируемых параметров и состоянии аппаратных средств устройства, протоколирование и архивирование аварийных и текущих данных.

### **3.5. Выводы**

1. Для успешной реализации внедрения ЦСПА энергорайонов с ОРГ необходимо разработать общую концепцию построения ЦСПА в распределительных сетях с собственной генерацией. В концепции необходимо определить основные требования, которым должны удовлетворять все входящие в ЦСПА устройства, принцип их работы в едином комплексе.
2. Разрабатываемое устройство противоаварийной автоматики должно быть выполнено по комбинированному принципу и совмещать в себе функции делительной автоматики по частоте и по напряжению, функцию ликвидации асинхронного режима, ограничения перегрузки оборудования и ЛЭП.
3. Устройство должно осуществлять деление энергоузла при снижении

основных режимных параметров ЭЭС, восстанавливать режим в изолированном энергорайоне, посредством отключения нагрузки и отвечать следующим требованиям:

- в нем должна быть реализована адаптивность – способность подстраиваться к изменениям нагрузок, частоты и напряжения, то есть устройство должно производить расчет нового значения отключаемой мощности при каждом изменении нагрузок или режимных параметров;

- устройство должно обладать избирательной способностью, которая дала бы возможность оптимального подбора отключаемых нагрузок с учетом категории надежности электроснабжения, что помогло бы уменьшить ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям.

4. Предлагаемая к реализации автоматика должна обеспечивать дозированное (в соответствии с заданным объемом воздействия) отключение нагрузки, исключая излишние объемы отключенных присоединений и минимизируя наносимый потребителю при действии устройств ПА ущерб.

## **Глава 4    Формулирование общих конструктивных решений по разработке ЦСПА энергорайонов с ОРГ**

### **4.1    Общие принципы построения ЦСПА энергорайонов с ОРГ**

Централизованная система противоаварийной автоматики характеризуется сбором местной и удаленной информации в одном месте, совместной ее обработкой в интересах большого числа функций, использованием различных управляющих воздействий, реализуемых на разных объектах энергосистемы.

Устройство ЦСПА должно удовлетворять современным техническим требованиям быстродействия, адаптивности, селективности, надежности и экономичности, а также, общим требованиям и основным параметрам, предъявляемым к ПА.

На основании проанализированных данных об особенностях функционирования и конфигурации ЦСПА, аварийных ситуациях (снижение напряжение и частоты, нарушение статической и динамической устойчивости), при проектировании ЦСПА в энергорайонах с ОРГ необходимо придерживаться определенных принципов построения, а именно:

1.    Оснащение интеллектом оборудования – применение электронных

измерительных трансформаторов с цифровыми выходами, выключателей со встроенными контроллерами управления, традиционных выключателей, оснащаемых внешним контроллером управления и т.д. Во время передачи цифрового выходного сигнала, а также во время его обработки во вторичном оборудовании не добавляется никаких дополнительных погрешностей. Этим обеспечивается соответствие требованиям как по защите, так и по измерению.

2.    Применение коммуникационных каналов связи. Для повышения



эффективности действия ЦСПА информационные каналы связи должны осуществлять и передавать следующие виды информации:

- Информацию о состоянии схемы и параметрах режима энергосистемы до наступления аварии. Электрическая схема характеризуется состоянием коммутационного и силового оборудования. Электрический режим в доаварийном состоянии характеризуется фактической загрузкой по мощности генераторов, перетоками мощности по ЛЭП и сечениям, углами между векторами напряжений по концам каких-либо ЛЭП, а также уровнями напряжений в узлах сети.

- Информация о возникших возмущениях. (отключение сетевого элемента), как факт отключения от возникновения КЗ либо без КЗ, является важнейшей составляющей обеспечивающей правильность анализа и выбора управляющих воздействий.

- Информация об аварийном небалансе мощности, который может возникнуть из-за аварийного или ошибочного отключения генераторов, нагрузок или отделения энергорайонов энергосистемы на изолированную работу с несбалансированной нагрузкой. В этом случае возникающий небаланс в первый момент времени можно оценить по ускорению движения роторов генераторов и скорости снижения частоты.

Каналы связи при этом должны обеспечивать:

- надежность и достоверность передачи доаварийной информации, настроек и статуса устройств между взаимодействующими комплексами путем тестирования с использованием соответствующих протоколов передачи;

- требуемую скорость передачи информации между комплексами.

3. Чтобы решить проблему трансляции данных на дальние расстояния и структурные проблемы большого числа связей, необходимо использовать современные цифровые технологии преобразования, передачи, обработки информации и соответствующие технические средства. Так,

объединяя локальные концентрации элементов в информационные локальные сети, а затем в одну общую посредством волоконно-оптических линий, возможно значительно сократить число связей. Используя адресацию и протоколы передачи данных, каждый элемент будет получать информацию, предназначенную исключительно для него.

Чтобы исключить несогласованность действий синхронизаторов, рационально использовать один синхронизатор, получающий всю необходимую информацию о параметрах режима в различных узлах РС, о скорости вращения СГ, о положении и готовности коммутационных аппаратов и др. Также такой синхронизатор должен иметь возможность воздействовать на регулирующие органы привода и системы возбуждения каждого из СГ и передавать каждому выключателю как команду включения, так и отключения, чтобы иметь возможность изменять топологию РС, например, для перераспределения нагрузки между генераторами.

4. Быстродействие ЦСПА энергорайонов с ОРГ должна обеспечиваться за счет полного и непрерывного решения задач дозировки воздействий в предаварийном режиме по известному принципу «I-ДО». При этом вид и величина дозирующего воздействия автоматически определяется заранее, до возникновения аварийного режима и соответственно до реализации команды, оставляя минимальную обработку, завершающую формирование УВ, на момент выявления аварийной ситуации. При этом выполняется требование к адаптивности за счет автоматического перерасчета противоаварийных УВ в зависимости от полученной информации о состоянии электрической схемы, параметрах электрической сети и объемах электропотребления в режиме реального времени и обработка её в доаварийном режиме. Это позволит производить отключение только реально необходимого объема нагрузки, минимизировать объем отключений и исключить избыточное действие ПА.

5. Важное значение имеет избирательность отключения нагрузки на

подстанциях выделившегося энергорайона. Требования селективности автоматики известно и достаточно полно выполняется в части интересов энергоснабжающих организаций в части суммарного объема мощности отключаемой нагрузки, вместе с тем, в части интересов потребителей при отключениях на уровне 10 кВ это требование удовлетворяется не полностью, так как вместе с неответственной нагрузкой часто отключается и более ответственный потребитель. Идеальным решением здесь является реализация управляющих воздействий на уровне 0,4 кВ, за счет использования коммутационных аппаратов на основе автоматических выключателей с дистанционным управлением и оснащенные приемниками команд на отключение. Однако стоит отметить, что реализация такого мероприятия является экономически не выгодным.

6. Устройство ЦСПА должно включать в себя все необходимые функции, позволяющие осуществлять эффективное выделение энергорайонов с ОРГ на изолированную работу, при различных аварийных ситуациях в энергосистеме. Деление сети при сохранении в работе электростанций и большей части нагрузки энергорайонов позволяет:

- исключить возможность останова ОРГ а также предотвратить массовое отключение потребителей энергорайонов, при недопустимом изменении основных режимных параметров энергосистемы в результате системных аварий;

- снизить риск нарушения параллельной работы генераторов ОРГ, при аварийных режимах в энергосистеме, которые могут привести к нарушению устойчивости.

- исключить возможность подпитки места КЗ от ОРГ, присоединяемых к энергосистеме;

- исключить необходимость замены существующих устройств сетевой автоматики на электросетевых объектах, входящих в схему выдачи мощности электростанций на устройства автоматики с контролем синхронизма.

7. Все функциональные блоки должны размещаться в одном шкафу.

8. Устройство должно иметь достаточное количество аналоговых входов и дискретных входов/выходов, а также отвечать всем требованиям, предъявляемым в настоящее время к устройствам РЗА.

9. Комплекс ЦСПА должен основываться на принципах унификации, модульности, масштабируемости, развиваемости, резервирования.

В общем случае функциональная часть ЦСПА в энергорайонах с ОРГ должна содержать следующие элементы [22, 23]:

1. Элементы для измерения и фиксации параметров доаварийного режима. Данный элемент производит контроль предшествующего режима;

2. Пусковые органы (ПО) – элементы, выявляющие факт возникновения возмущения, такими элементами являются органы фиксации отключения линии, отключения трансформатора, а также факт снижения частоты и напряжения.

3. Устройства автоматической дозировки воздействия (АДВ) – вычислительный комплекс, определяющий объем управляющих воздействий.

4. Исполнительные органы (ИО).

5. Средства для телепередачи информации:

- о доаварийном режиме;
- об аварийных возмущениях;
- о командах управления.

6. В зависимости от принятого способа обработки информации может использоваться устройство автоматического запоминания дозировки (АЗД).

#### **4.2. Разработка алгоритма работы ЦСПА энергорайонов с ОРГ**

Централизованная система противоаварийной автоматики для дефицитных по мощности энергорайонов с объектами распределенной генерации предназначена для решения задач противоаварийной автоматики и

противоаварийного управления различных уровней иерархии и сложности, и может выполнять следующие функции:

- автоматика фиксации отключения линии (ФОЛ);
- автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ);
- автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР);
- автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО);
- делительная автоматика по частоте (ДАЧ);
- делительная автоматика по напряжению (ДАН).

Алгоритм работы устройства представлен на рисунке 2

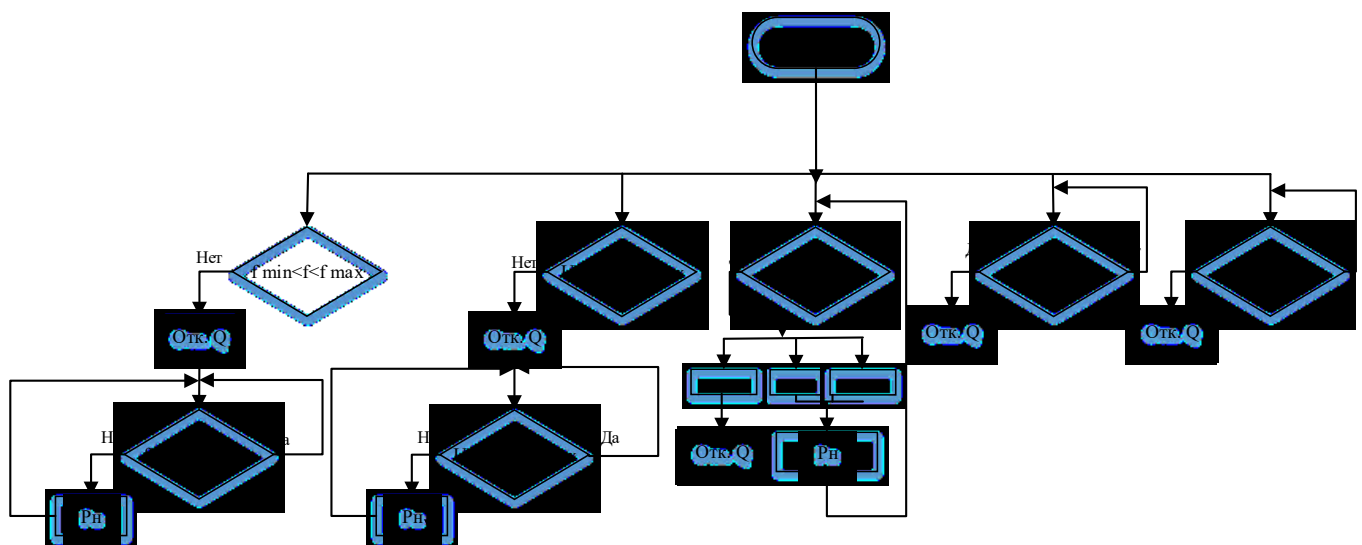


Рисунок 2 – Алгоритм работы устройства

Для ликвидации опасных асинхронных режимов путем деления системы, установлены устройства автоматической ликвидации асинхронных режимов (АЛАР). Оно выполнено многоступенчатым.

Первая ступень обеспечивает выявление АР на его первом цикле, рассчитывая вектора напряжений в узлах на границах контролируемой зоны для контроля наличия ЭЦК на защищаемом участке:

$$\delta_m = 2 \cdot \arccos (U_m / U_{ном}),$$

Величина напряжения  $U_m$  представляет собой проекцию вектора фазного напряжения  $U$  прямой последовательности в точке измерения (места

установки) на ось перпендикулярную отрезку, соединяющему концы векторов эквивалентных ЭДС с обеих сторон электропередачи:

$$U_m = U \cdot \sin(\phi_{\Sigma} - \phi),$$

Если угол между векторами эквивалентных ЭДС превышает критическое значение, задаваемое уставкой, то устройство фиксирует наличие АР в ЭЭС.

Работа второй ступени заключается в подсчете суммарного угла проворота эквивалентных ЭДС и контроле заданного уставкой количества циклов АР за установленное время.

Срабатывание третьей ступени происходит только в результате повторного срабатывания второй ступени после неуспешной РСХ. Выходы алгоритма второй ступени при этом блокируются, а вместо этого сигнал о выявлении АР поступает на один из выходов третьей ступени в зависимости от знака скольжения.

При обнаружении АР одной из ступеней, подается сигнал на отключение выключателя на шинах присоединения энергорайона с ОРГ к энергосистеме.

Программное обеспечение АЛАР предусматривает наличие трех независимых комплектов уставок, каждый из которых содержит информацию о параметрах измерительных трансформаторов напряжения и тока, эквивалентных параметрах электропередачи, критических значениях режимных параметров, уставках проворотов и выдержек времени, параметрах блокировки устройства.

При выявлении увеличения тока на контролируемом сечении срабатывают ступени АОПО.

Первая ступень АОПО действует при увеличении тока контролируемого присоединения выше заданной уставки. Ток срабатывания  $I_{с.АОПО,сигн.}^I$  первой ступени АОПО, действующей на сигнал о перегрузке, рекомендуется выбирать равным длительно допустимому току.

$$I_{с.АОПО,сигн.}^I = I_{доп}$$

Вторая и третья ступени АОПО действуют при увеличении тока контролируемого присоединения выше заданных уставок и направлены на разгрузку перегруженного присоединения.

Четвертая ступень АОПО действует при увеличении тока контролируемого присоединения выше заданной уставки. Подается сигнал на отключение перегруженного элемента сети с запретом АПВ КС.

Параллельно выполняется проверка отклонения частоты  $f$  от её номинального значения  $f_{ном}$  (проверка баланса активной мощности в момент, предшествующий отделению):

$$f_{min}f < f_{max}$$

В случае, если в энергосистеме произошло аварийное событие, повлекшее за собой критическое изменение частоты, подается сигнал на отключение выключателя, тем самым выделяя энергорайон на изолированный режим работы.

Аналогично выполняется проверка допустимых отклонений напряжения. Если не выполняется условие  $U_{min} < U < U_{max}$ , то формируется сигнал на выделение энергорайона с ОРГ в островной режим работы. При снижении уровня напряжения в изолированном районе, так же принимается решение снизить загрузку связей за счет уменьшения активной мощности ( $P_n \downarrow$ ).

Устройство ФОЛ, использует контакты реле фиксации отключения выключателей и формирует сигналы об отключении линии при неуспешном АПВ, при выведенном из работы устройстве АПВ или при запрете АПВ. Выполняет следующие функции: выдает сигнал при отключении выключателя тремя фазами; выдает сигнал при неполнофазном отключении выключателя; запоминает эти сигналы при исчезновении постоянного оперативного тока в цепях отключения выключателя; обеспечивает автоматический съём сигнала при включении выключателя.

В устройстве ФОЛ должны быть предусмотрены световая сигнализация положения выключателей и алгоритм несоответствия логики ФОЛ реальному положению выключателей.

#### 4.3. Разработка структурно-функциональной схемы ЦСПА энергорайонов с ОРГ

Принципиальная схема электрической сети энергорайона с ОРГ приведена на рисунке 3. Объектом исследования является энергорайон с ОРГ подключенный к распределительной сети энергосистемы. Схема включает в себя ГТЭС и три подстанции с дополнительным отбором мощности из энергосистемы для покрытия дефицита электроэнергии в энергорайоне.

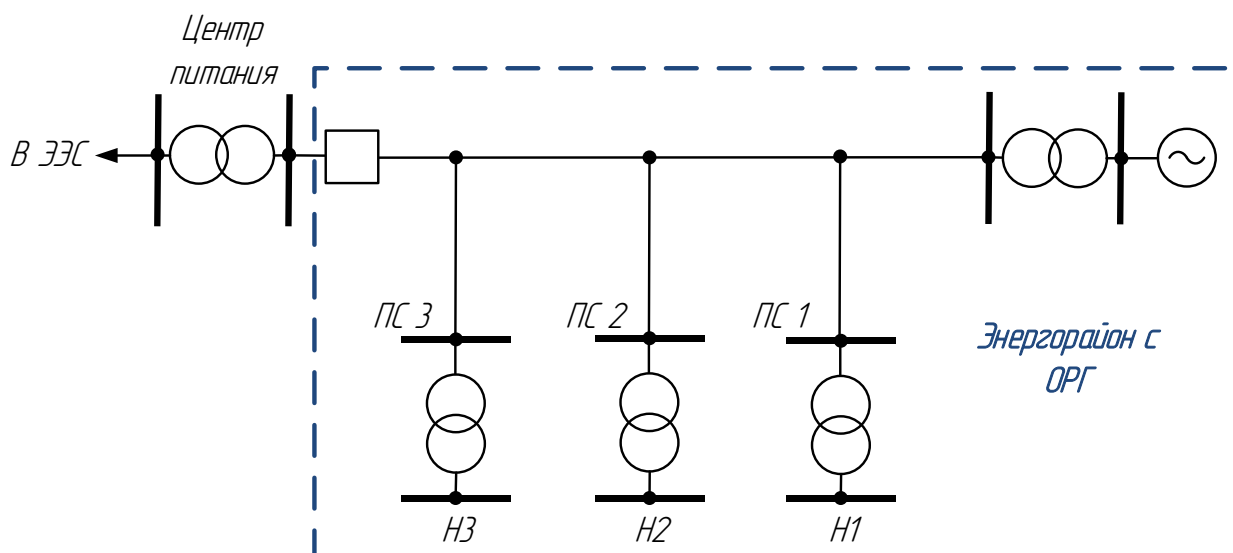


Рисунок 3 – Схема энергорайона с электростанцией малой мощности

Проведённые исследования показали, что для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей и надёжной работы энергорайона с ОРГ при возникновении системных аварий в ЭЭС одним из наиболее эффективных видов управляющих воздействий является деление сети.

Отделение энергорайона с ОРГ от ЭЭС, как правило, сопровождается изменением частоты и напряжений в нём и последующим срабатыванием противоаварийной автоматики. Однако эффективность такого выделения



энергорайонов на изолированную работу редко бывает удачным, так как зачастую приводит к останову генераторов электростанций и полной потере электроснабжения потребителей. Причиной возникновения подобной ситуации является крайне медленная работа ПА при отделении энергорайонов с дефицитом собственной генерации. На рисунке 4 разработана структурная схема устройства ЦСПА.

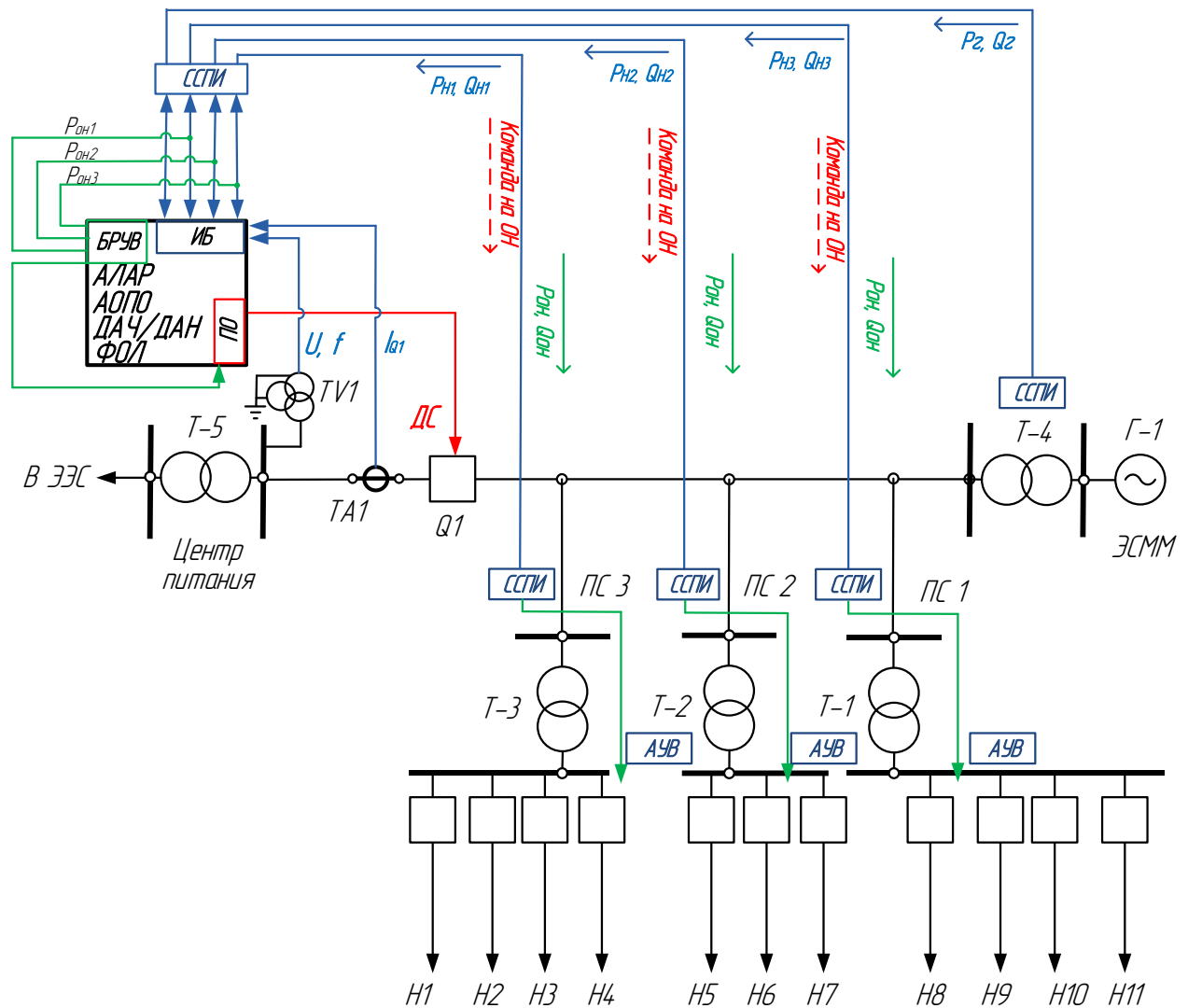


Рисунок 4 – Схема функциональных связей устройства ЦСПА

ЦСПА энергорайона с ОРГ в общем случае должна иметь в своём составе: устройства измерения и фиксации параметров доаварийного режима – датчики телемеханики (ТМ) с местной информацией и удаленной информацией, пусковые органы (ПО), выявляющие нарушения схемы и режима (фиксация отключения линии (ФОЛ), вычислительный блок, блок

расчета управляющих воздействий (БРУВ); исполнительные органы (ИО), реализующие эти воздействия (отключение генераторов (ОГ), отключение нагрузки (ОН), деление системы (ДС) и др.).

При параллельной работе энергосистемы и энергорайона с ОРГ ЦСПА выступает в основном в качестве механизма вывода энергорайона в автономный режим работы. В этом случае АЛАР является разновидностью делительной защиты.

Основная функция АЛАР – выявление асинхронного режима и формирование команды на деление энергосистемы.

Принципы действия АЛАР различаются по разновидностям пусковых устройств (ПУ):

*Скорости снижения сопротивления (АЛАР ФССС);*

Реагирует на характерное для асинхронного режима медленного понижения напряжения и роста тока (на снижение комплексного сопротивления сети с ограниченной скоростью с последующим изменением направления мощности).

*Повышения фазового угла электропередачи (АЛАР ФППУ);*

Фиксирует начало асинхронного хода по нарастанию фаз напряжения в контрольных точках сети.

*Циклов асинхронного режима — фиксирования циклов (АЛАР ФЦ);*

Фиксирует начало асинхронного хода по циклическим срабатываниям реле сопротивления (или реле максимального тока) и совместных с ним циклов срабатывания и возврата реле активной мощности.

Улавливая возникновение качаний в сети АЛАР отключает выключатель Q1 (рис 4), разделяя энергосистему на две автономно работающие части. Это действие обеспечивает восстановление синхронного режима (ресинхронизация). После установления нормального режима в разделённых частях происходит включение линий между ними и целостность энергосистемы восстанавливается.

В устройстве АЛАР должно быть предусмотрено:

- дискретных входов – не менее 2;
- дискретных выходов – не менее 10;
- аналоговых входов любого вида – не менее 10;
- дискретных выходов сигнализации – не менее 2.

Устройства АОПО предназначены для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования и ВЛ. Пусковые органы реагируют при увеличении величины и длительности токовой перегрузки электрооборудования или ЛЭП (рис.5).

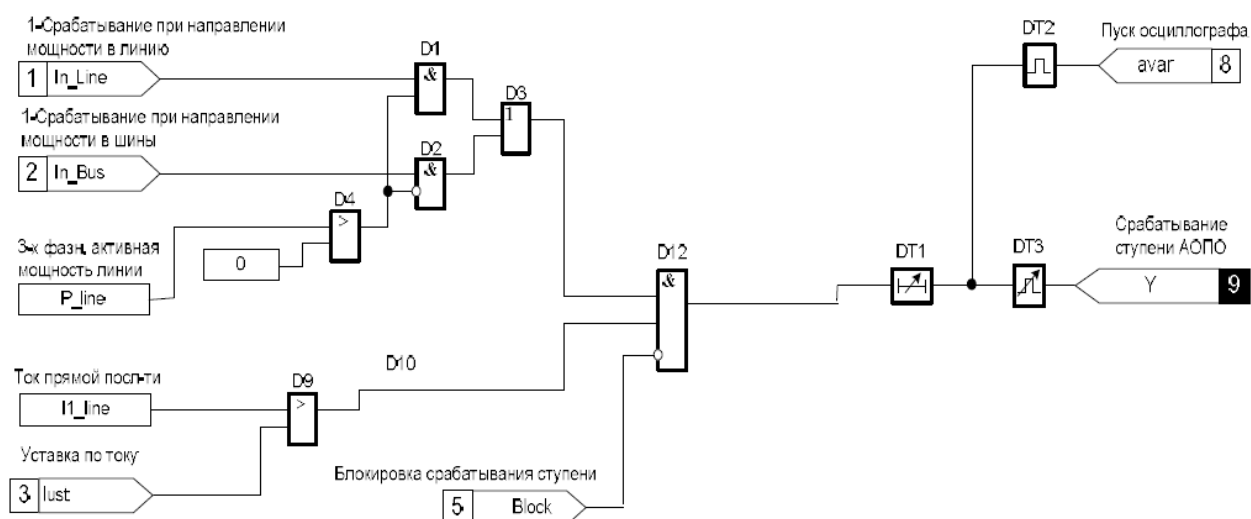


Рисунок 5 – Алгоритм одной ступени функции АОПО с учетом направления мощности

Действующее значение тока прямой последовательности сравнивается с уставкой по максимальному току. По знаку мощности и накладкам проверяется разрешение работы автоматики в зависимости от направления мощности. При выполнении всех условий (превышение уставки по току, соответствие текущего направления мощности заданному и отсутствие входного сигнала блокировки) запускается отсчет выдержки времени на срабатывание. По окончании отсчета выдается сигнал срабатывания на отключение выключателя, длительность которого ограничена выдержкой.

При наличии сигнала блокировки сигналы срабатывания и пуска регистратора не выдаются.

Делительная автоматики по частоте и напряжению действует при включенном выключателе Q1 на его отключение от следующих пусковых органов (ПО):

- Понижение частоты (признак дефицита мощности в энергосистеме);
- Снижение напряжения (признак близкого КЗ или лавина напряжения).

Указанные ПО имеют индивидуальные выдержки времени.

Уставки ПО принимаются следующими [18]:

- Уставка срабатывания по снижению частоты 47–48 Гц, время срабатывания 0,3 с;

- Уставка срабатывания по напряжению  $(0,6 \div 0,7) U_{ном}$ , время срабатывания принимается на ступень больше времени срабатывания быстродействующей защиты.

Для фиксирования факта снижения частоты необходимы аналоговые входы, для присоединения к трансформаторам напряжения, и цифровые входы, для задания уставок по частоте, а также дискретный вход для внешней блокировки работы. На рисунке 6 изображена логическая схема пускового органа, срабатывающего по факту снижения частоты.

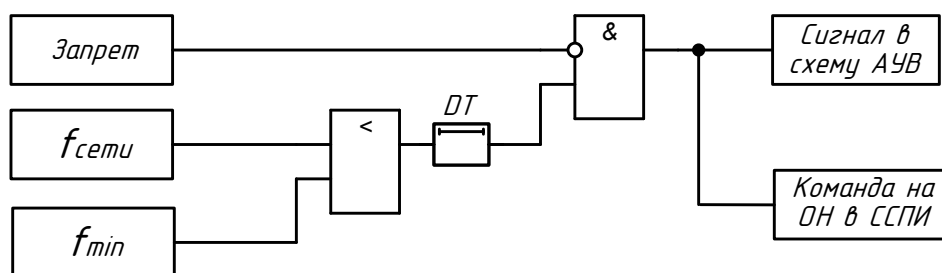


Рисунок 6 – Логическая схема пускового органа по факту снижения частоты

Рассмотрим теперь работу пускового органа, срабатывающего по факту снижения напряжения. Согласно стандарту [24] пусковой орган делительной автоматики по напряжению должно обеспечивать:

- пофазную фиксацию снижения напряжения;

– блокировку срабатывания при неисправностях в цепях напряжения, а также по сигналам от внешних устройств.

Пусковой орган, срабатывает по факту снижения напряжения ниже заданной уставки. Для обеспечения работы пускового органа, срабатывающего по факту снижения напряжения необходимы аналоговые входы для присоединения к трансформаторам напряжения, цифровые входы для задания уставок по напряжению и дискретный вход для внешней блокировки работы ПО. Для предотвращения ложных срабатываний ПО органы контроля снижения фазного напряжения  $U_A$ ,  $U_B$ ,  $U_C$  включены по схеме. И, что предотвращает ложный сигнал при перегорании одного из предохранителей трансформатора напряжения. На рисунке 7 изображена логическая схема пускового органа по факту снижению напряжения.

Алгоритм пускового органа срабатывающего по факту снижения напряжения работает следующим образом. На аналоговые входы подаются мгновенные значения напряжений от трансформатора напряжения. После преобразования в цифровой код, сигнал поступает на компаратор, который сравнивают текущее значение напряжения с заданной уставкой  $U_{min}$ . Дальнейшее прохождение сигнала возможно в том случае, если снижение напряжения наблюдается на всех трех фазах. Положительный сигнал запускает таймер DT, реализующий уставку срабатывания по времени. После отсчета заданного времени сигнал уходит в схему АУВ и в ССПИ. При замыкании контакта «Запрет» образуется инвертированный сигнал, благодаря которому, происходит блокировка схемы пускового органа по факту снижения напряжения.

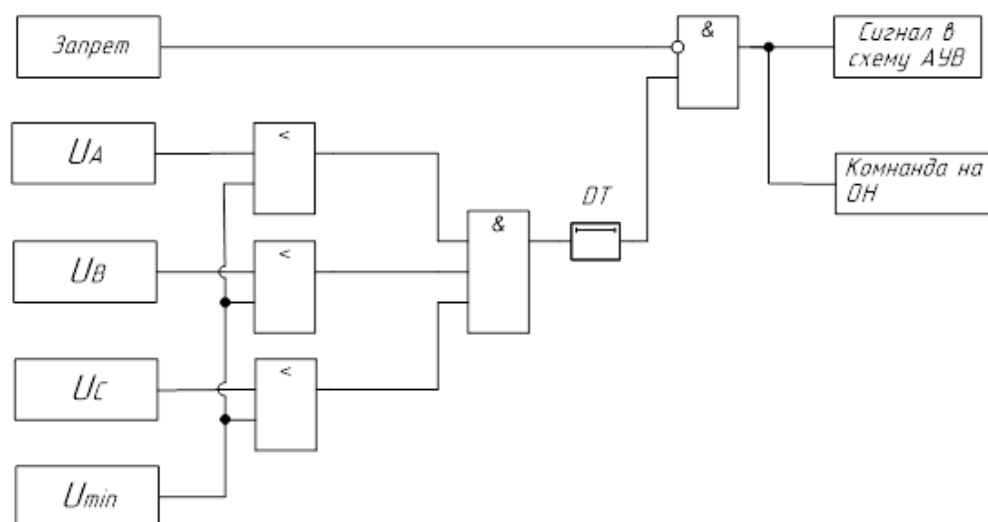


Рисунок 7 – Логическая схема пускового органа по факту снижения напряжения

Система сбора и передачи информации – ССПИ – программно-технический комплекс предназначенный для построения систем контроля и управления объектов электроэнергетики, в том числе:

- систем сбора и передачи оперативной информации (ССПИ) подстанций всех уровней напряжения;
- автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций с высшим уровнем напряжения не более 110 кВ;
- автоматизированных систем управления электрической части электростанций;
- систем контроля и управления иного назначения в соответствии с обеспечиваемыми функциями.

Основными функциями устройства являются:

- Сбор сигналов телеизмерений (ТИ) и оперативной телесигнализации (ТС) состояния основного оборудования ПС.
- Сбор сигналов аварийно-предупредительной сигнализации (АПТС) по основному оборудованию и оборудованию смежных подсистем.
- Обмен оперативной информацией с удаленными диспетчерскими центрами.

- Выдача сигналов телеуправления (ТУ) оборудованием ПС.
- Реализация логики и функционала ОБР.
- Сбор информации от смежных подсистем в цифровом виде.
- Визуализация информации.

Для функционирования управляющей системы и выработки программной информации для управляющих устройств необходима информация о протекании процесса производства и распределения электроэнергии. Поэтому в управляющую систему входят информационные устройства. Передаваемая ими информация вводится в вычислительные комплексы, либо становится визуализированной. Таким функциональным элементом ЦСПА (рис. 8) является измерительный блок. В измерительном блоке (ИБ) осуществляется измерение основных режимных параметров (частота, напряжение) на шинах ЦП энергосистемы, а также активной и реактивной мощностей отпускаемых в энергорайон с шин ЦП.

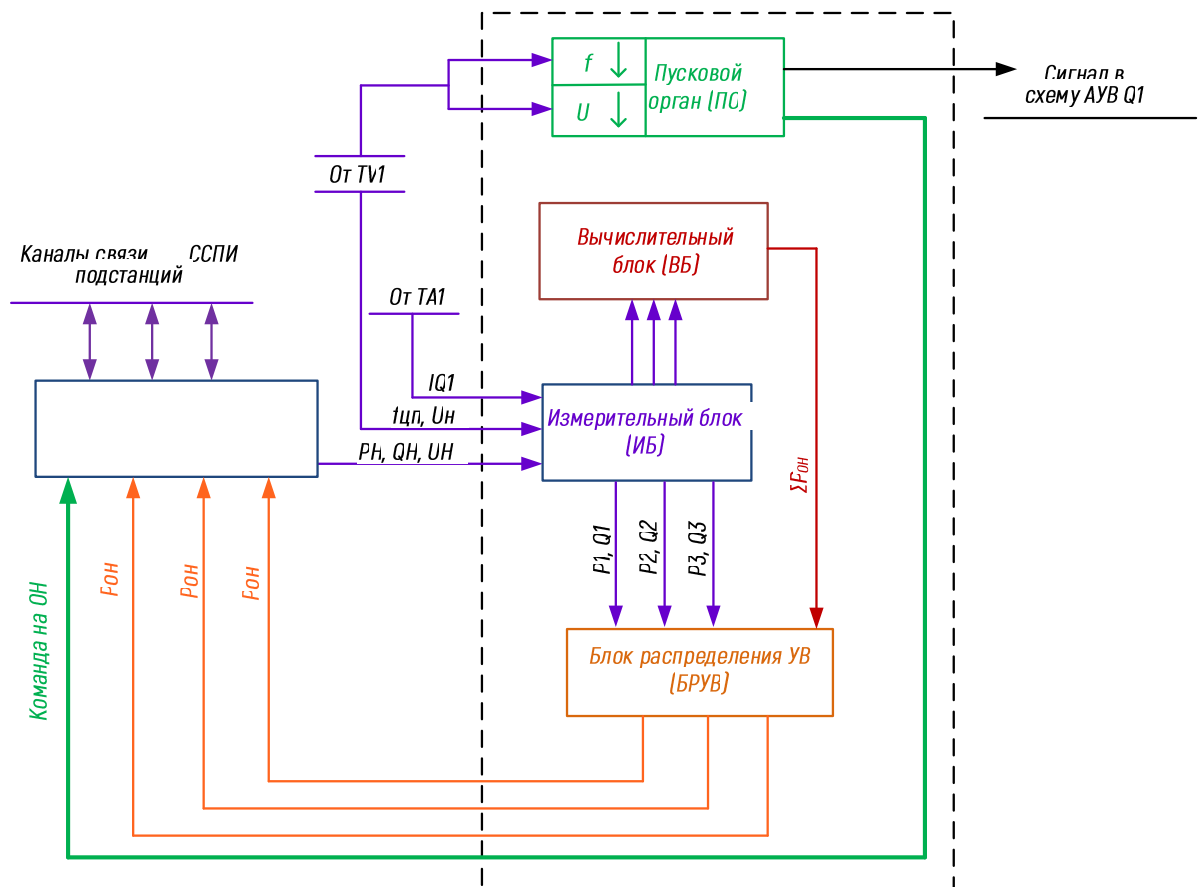


Рисунок 8 - Структурно-функциональная схема устройства ПТК

Контроль потребляемых и вырабатываемых мощностей на подстанциях потребителей и объектах генерации энергорайона, обеспечивается интеграцией ЦСПА с системой сбора и передачи информации энергорайона. Следует отметить, что данный блок должен работать как с аналоговой (измеренные величины от TV и ТА), так и с цифровой (сигналы от ССПИ) информацией.

Основным отличием ЦСПА от локальных устройств ДА, является наличие вычислительного блока (ВБ). ВБ, должен непрерывно производить расчёт объёмов УВ по данным текущих измерений режимных параметров энергосистемы и энергорайона (до и после отделения на изолированную работу) и передавать их в блок распределения управляющих воздействий (БРУВ) с последующей переадресацией в устройства ССПИ и в автоматическое управление выключателем, установленные на подстанциях ПС1, ПС2 и ПС3 энергорайона (рис.4).

В общем виде суммарная активная мощность нагрузки энергорайона, которая подлежит отключению, вычисляется по формуле:

$$\Delta P_{\text{откл.нагр}} = \frac{\sum P_{\Gamma}}{1,05} - \sum P_{\text{нагр}} \cdot \left(1 + \frac{(f_{\text{ном}} - f_{\text{предш}})}{f_{\text{ном}}} \cdot K_{\text{pf}}\right) \quad (1)$$

где  $\sum P_{\Gamma}$  – суммарная активная мощность, вырабатываемая генераторами ЭСММ на момент, предшествующий выделению энергорайона, МВт;

$\sum P_{\text{нагр}}$  – суммарная активная мощность, потребляемая нагрузкой в момент, предшествующий выделению энергорайона, МВт;

$f_{\text{предш}}$  – частота напряжения на шинах центра питания (ЦП) на момент, предшествующий выделению энергорайона, Гц;

$K_{\text{pf}}$  – коэффициент регулирующего эффекта нагрузки.

В случае, если после выделения энергорайона с ЭСММ, частота находится на уровне ниже 49 Гц, вычислительный блок рассчитывает небаланс активной мощности в энергорайоне исходя из отклонения частоты от номинального значения по следующему выражению:



$$\Delta P_{откл.нагр} = \Sigma P_{Г} \cdot \frac{(f_{ном} - f_{предш})}{f_{ном}} \cdot K_{pf} \quad (2)$$

Полученные объемы управляющих воздействий должны быть распределены между нагрузками подключенных к энергорайону подстанций. Данную роль выполняет блок распределения управляющих воздействий (БРУВ). Распределение УВ между подстанциями должно происходить пропорционально измеренным значениям мощностей нагрузок потребителей. Для оптимального распределения УВ между подстанциями энергорайона в алгоритме расчета УВ, также должен использоваться коэффициент участия нагрузки подстанции  $k_i$  в общем потреблении энергорайона:

$$k_i = \frac{P_{ni}}{P_{н\Sigma}} \quad (4)$$

По полученным замерам активной мощности нагрузок подстанций от ССПИ рассчитывается величина УВ по активной мощности по (1). По этим же величинам нагрузок определяются коэффициенты участия каждой подстанции в общем потреблении энергорайона. Полученные коэффициенты умножаются на величину суммарного объема УВ и в виде цифровой информации поступают в ССПИ, откуда каждой подстанции направляется свой распределенный объемы отключения нагрузки  $\Delta P_{откл}^{\Sigma} \cdot k_i$ . Таким образом, происходит пропорциональное распределение общего объема УВ по объектам энергорайона, при этом исключается ошибка расчета избыточных объемов отключения и неверного их распределения.

Устройство работает следующим образом. При возникновении аварийной ситуации в энергосистеме, приводящей к недопустимому снижению частоты, либо напряжения, установленное на шинах центра питания ПО устройства ЦСПА, по факту снижения частоты или напряжения ниже уставки срабатывания, формирует команду на деление сети (ДС), непосредственным воздействием на автоматику управления выключателем Q1 и команду на отключение нагрузки (ОН). Одновременно с этим, на основании

последних измеренных ИБ параметров, в ВБ рассчитываются объёмы УВ на отключение части нагрузок Н1, Н2, Н3 (рисунок 14), в соответствии с описанным выше алгоритмом.

БРУВ производит распределение объемов УВ по подстанциям энергорайона, передаёт дозирующие УВ в АУВ, установленным на подстанциях ПС1, ПС2 и ПС3 энергорайона. АУВ разрешает реализовать УВ только при приеме на него команды на ОН, поступающей от ПО, в иных других случаях автоматика находится в дежурном режиме.

Фактически, на момент выделения энергорайона, производится отключение нагрузки для создания нового баланса мощности в изолированном районе с ОРГ.

#### 4.4 Моделирование работы ЦСПА энергорайонов с ОРГ

Для выполнения работ в Matlab Simulink был упрощен структурный вид схемы рассмотренного ранее энергорайона (рис.4). Трех компонентов, а именно: ГТЭС, нагрузка и источник бесконечной мощности (ЭЭС) достаточно для моделирования работы ЦСПА в энергорайоне (рис.10).

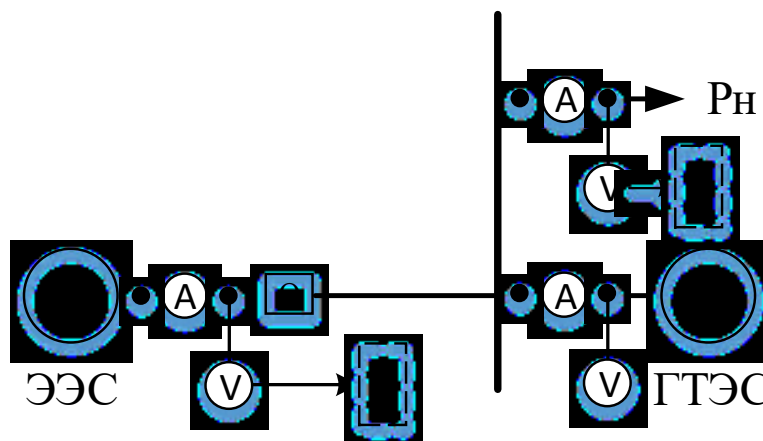


Рисунок 9 - Упрощенная структурная схема энергорайона

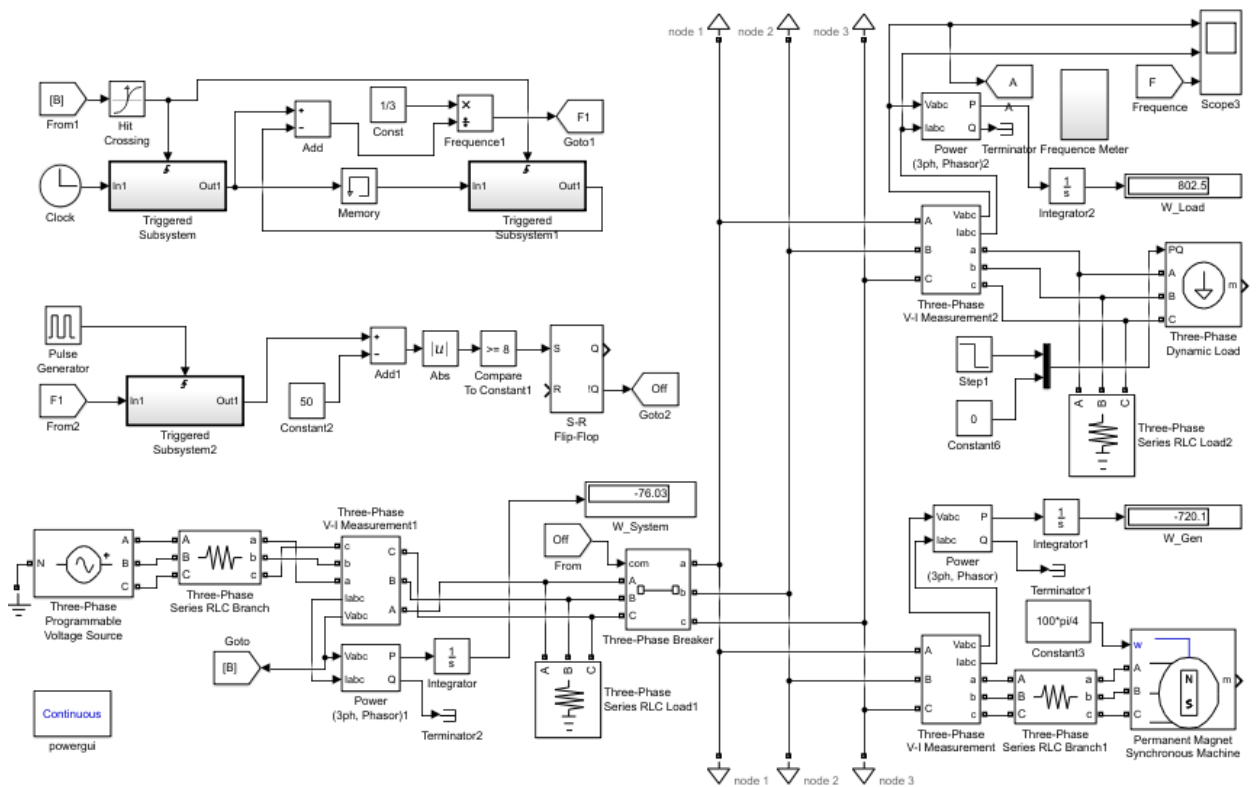


Рисунок 10 – Реализация модели в Matlab Simulink

К шине подключены источники энергии: ГТЭС и источник центра питания, потребители (управляемая динамическая нагрузка), первичные измерительные приборы. Для упрощения конструкции модели, а также для сокращения времени ее расчета было принято решение задать в качестве ГТЭС синхронную машину из каталога библиотеки.

Выделение энергорайона на автономную работу при снижении частоты, напряжения, выявления асинхронного режима в энергосистеме или повышения тока в линии выполняется посредством логики. При достижении критичного значения измеряемых параметров подается сигнал на отключение выключателя.

Изменение частоты, напряжения, тока при возникновении и ликвидации аварийного режима представлены на осциллограммах (рис.11).

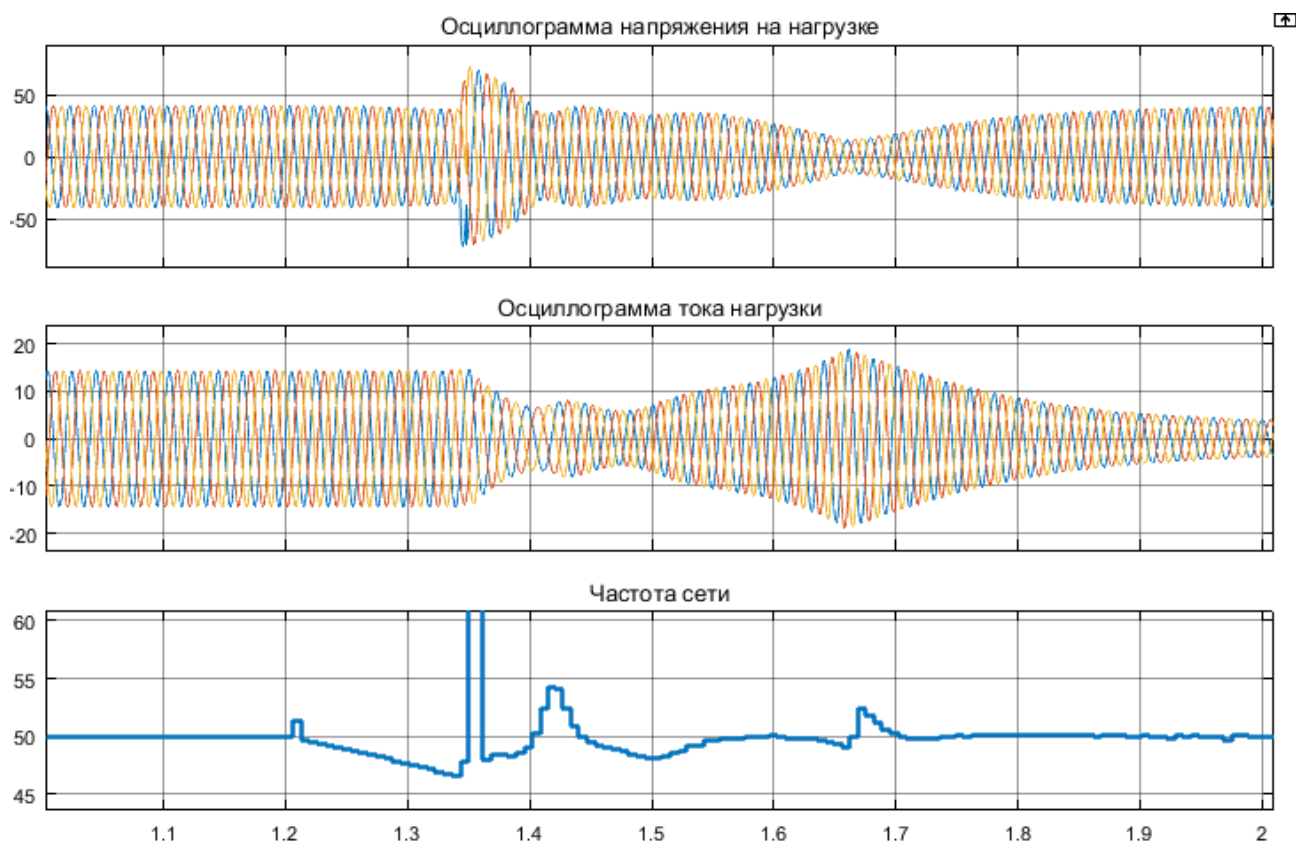


Рисунок 11 – Осциллограммы напряжения, тока на нагрузке и частоты в сети

Из результатов видно, что сначала наблюдается нормальный режим работы сети (до 1.2с), затем наступает аварийный режим (искусственно заданное снижение частоты питающей сети). При срабатывании уставки (для наглядности задано  $\pm 3$  Гц) в 1.35с происходит деление сети. Генератор принимает на себя всю нагрузку, не справляется с ней и, стараясь удержат частоту, теряет напряжение – наблюдается потеря устойчивости сети. В 1.66с выполняется сброс нагрузки (принудительно задано 80%) и устойчивость восстанавливается.

#### 4.5 Программная реализация алгоритма сброса мощности

Выделение дефицитного энергорайона на автономную работу производится в совокупности с процедурой разгрузки по активной мощности.

В связи с существованием требований нормативных документов о соблюдении приоритетов при подаче питания согласно категории электроснабжения, сброс нагрузок необходимо производить избирательно. В

[приложении Б] представлена блок-схема авторского алгоритма выбора присоединений, подвергаемых отключению. В основе заложено соблюдение правила: отключение необходимого и достаточного количества присоединений с соблюдением коэффициента участия и категории надежности электроснабжения соответствующих потребителей.

Алгоритм работы разгрузки по активной мощности (описывается двухуровневая система электроснабжения 110 /35 кВ) следующий:

Задается суммарная сбрасываемая активная мощность. Создается трехмерный массив нагрузок, адресация которого соответствует месту размещения каждой нагрузки: первый индекс – номер ветви с трансформатором 35/6(10) кВ, второй индекс – порядковый номер нагрузки на каждом РУ 6/10 кВ. Третий индекс отвечает за задание категории надежности электроснабжения. В ячейке по определенному таким способом пути находится значение активной мощности (рис.12). Стоит отметить, что кол-во исходных нагрузок и ветвей неограниченно.

```
%X(n,j)=[m;n;k]; %m-ветка n-номер в этой ветке k - категория эл.снабж.  
P(1,1,3)=20;  
P(1,2,2)=30;  
P(1,3,2)=40;  
P(2,1,3)=15;  
P(2,2,3)=60;  
P(2,3,1)=45;  
P(3,1,3)=30;  
P(3,2,2)=25;  
P(3,3,3)=55;  
P(3,4,2)=20;  
P(3,5,3)=60;  
  
[M,N,J]=size(P); %определение размера массива нагрузок  
m=1:M;  
n=1:N;
```

Рисунок 12- Фрагмент исходного кода. Ввод данных

Далее рассчитывается коэффициент участия и сбрасываемая мощность каждой ветви (рис.13).

```

Pm(m)=sum(P(m,:))';    % суммирование мощности в массиве X в каждой ветке
kr(m)=Pm(m)./sum(Pm);  % коэф распределения
Psbm(m)=kr(m).*Psb;    % сбрасываемая мощность в каждом присоединении

```

Рисунок 13 - Фрагмент исходного кода. Определение коэффициента участия сбрасываемой мощности

Затем создается массив небаланса, соответствующий размерности заданному массиву нагрузок, где определена разница между требуемой сбрасываемой мощностью каждой ветви и значением каждой активной нагрузки (рис.14).

```

for i=1:M
    c(i)=size(nonzeros(P(i,:,:)),1)';
end

for i=1:M
    for j=1:N
        for k=1:3

            if (P(i,j,k) ~=0)
                Delta(i,j,k)=abs(Psbm(i)-P(i,j,k)); %
            else
                Delta(i,j,k)=inf;
            end
        end
    end
end

z=0;

IndexR=[]; % индексный вектор- накопитель
IndexC=[];


зР=sum(Psbm); % сумма сброса каждой ветке

```

Рисунок 14 - Фрагмент исходного кода. Создание массива небаланса мощности

Вводится цикл поиска в ветвях по порядку (с 1ой по n-ную) наименее приоритетных потребителей (от 3 категории к 1ой), с наименьшей разницей, отраженной в массиве небаланса. Производится сброс выбранной нагрузки с сохранением ее индексов и исключением из дальнейшего расчета. Далее

оценивается необходимость продолжения сброса в конкретной ветке. По мере достижения ситуации, когда отключение любой из оставшейся на ветке нагрузке приводит к превышению рассчитанной с помощью коэффициента участия мощности, сброс не производится и расчет переходит на следующую ветку (рис.15).



```

for k=[3 2 1]
    for i=1:M
        while Psbm(i)>=0 || sP >=0

            nn=zeros(1,1);

            nn = find( Delta(i,n,k) == min(Delta(i,:,k)) );

            nn=nn(1);

            if Delta(i,nn,k)==Inf || P(i,nn,k)> Psbm(i)
                break
            end
            Psbm(i)=Psbm(i) - P(i,nn,k);
            Delta(i,nn,k)=inf;
            IndexR=[IndexR,i];
            IndexC=[IndexC,nn];
            sP=sum(Psbm);
            z=z+1;

        end
    end
end

```

Рисунок 15 - Фрагмент исходного кода. Поиск сбрасываемых нагрузок

Когда все М ветвей будут пройдены, суммируются несброшенные в связи с превышением остатка и полученная остаточная сбрасываемая мощность компенсируется отключением наименее приоритетного потребителя, но уже не принимая во внимание коэффициент участия. Итерации проводятся до достижения нуля (или его превышения) параметром общей сбрасываемой мощности (рис.16).

```

for i=1:M
    for j=1:N
        for k=1:3

            if Delta(i,j,k)~=inf
                Delta(i,j,k)=abs(sP-P(i,j,k));

            end
        end
    end
end

y=0;

for k=[3 2 1]
    while sP > 0

        rm=zeros(1,1);
        cl=zeros(1,1);

        [rm, cl] = find( Delta(m,n,k) == min(min(Delta(m,n,k))) );

        rm=rm(1);
        cl=cl(1);

        if Delta(rm,cl,k)==Inf
            break
        end
        sP=sP - P(rm,cl,k);
        Delta(rm,cl,k)=inf;
        IndexR=[IndexR, rm];
        IndexC=[IndexC, cl];
        y=y+1;
    end
end

disp([IndexR' , IndexC']);
disp(sP);

```

Рисунок 16 - Фрагмент исходного кода. Уточненный поиск нагрузок

Результатом работы алгоритма является вывод адресов (индексов) точно определенных потребителей (рис.16), а также численное значение превышения сбрасываемой мощности.

1	1
2	2
3	5
3	2
3	1
2	1

-10

Рисунок 16 - Вывод результатов расчета



Код программы в целом виде представлен в [Приложении В].

#### **4.6. Вывод**

По мере проведения анализа проблем присоединения дефицитных энергорайонов с ОРГ к энергосистеме было принято решение о целесообразности применения ЦСПА, включающую в себя ДАЧ, ДАН, АЛАР, АОПО, ФОЛ.

Устройство должно осуществлять разгрузку энергоузла при снижении основных режимных параметров ЭЭС и выполнять следующие функции:

- Выделять энергорайон на изолированный режим работы со сбалансированной нагрузкой при угрозе возникновения аварийных ситуациях в ЭЭС
- Постоянно проводить мониторинг параметров электрического режима энергорайона с ОРГ
- Производить расчет сбрасываемой мощности при аварийном изменении режимных параметров
- Обладать избирательной способностью, с возможностью оптимального подбора отключаемых нагрузок с учетом категории надежности электроснабжения

После определения требований, предъявляемых к ЦСПА, было проведено моделирование произвольно заданного энергорайона для демонстрации процедуры его вывода на автономный режим работы вследствие нарушения устойчивости режима. Результат моделирования показал, что при нарушении нормального режима работы происходит отделение энергорайона по сигналу от модуля ЦСПА, затем, в случае необходимости, нормализуются параметры сети (частота и напряжение) путем сброса мощности, что позволяет продолжить работу приоритетных потребителей автономно от ЭЭС.

## **5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **5.1 Целесообразность и обоснование разработки проекта**

В последние несколько лет к распределительным сетям электроэнергетических систем, обеспечивающим электроснабжение нефтегазовых месторождений, стали активно подключаться ранее работающие автономно энергорайоны имеющие в своём составе объекты распределенной генерации, основу которых составляют газотурбинные и газопоршневые агрегаты.

Анализ опыта эксплуатации электростанций малой мощности, в составе автономно работающих энергорайонов показал, что их подключение к электрическим сетям ЭЭС, сопряжено с появлением целого ряда, требующих решения задач.

В настоящее время в качестве основных способов решения большинства из этих эксплуатационных задач наиболее широко применяются: отключение нагрузки, отключение генераторов и деление сети.

Проведённые исследования показали, что наиболее эффективным способом обеспечения надёжной работы ОРГ, а также бесперебойного электроснабжения потребителей энергорайонов, в которых они эксплуатируются, при возникновении системных аварий в ЭЭС может быть деление сети. Построение ЦСПА как системы, призванной предотвращать развитие и минимизировать последствия аварийных режимов в энергосистеме с ОРГ позволит выделить энергорайон на сбалансированный режим работы с минимальным отключением потребителей.

Целью работы является разработка общих принципов построения централизованной противоаварийной автоматики для энергорайонов с объектами распределённой генерации. Для достижения поставленной цели поставлены и решены следующие основные задачи: разработка алгоритма

работы, структурно-функциональной схемы, а также моделирование работы устройства ЦСПА с ОРГ.

## 5.2 Оценка научно-технического уровня разработки

Поскольку основу разрабатываемого устройства составляет централизованная автоматика, поэтому его нужно сравнивать с обычной делительной защитой. Сравнение произведем по основным и специальным функциям. Оценка технического уровня представлена в таблице 2

Таблица 2 – Оценка технического уровня новшества

Характеристики	Вес показателей	Новшество		Делительная защита	
	$d_i$	$P_i$	$q_i$	$P_i$	$q_i$
<b>Полезный эффект новшества (интегральный показатель качества), <math>Q</math></b>		$Q_n$		$Q_k$	
1. Наличие вычислительного блока	0,6	да	1	нет	0
2.Срабатывание при авариях в ЭЭС	0,1	да	1	да	1
3. Наличие адаптивности	0,2	да	1	нет	0
4. Наличие информационных каналов	0,1	да	1	нет	0
Групповой показатель		1		0,1	
Показатель конкурентоспособности	$K_{\text{ты}} = \frac{Q_n}{Q_k} = 10$				

Разрабатываемое устройство позволяет при авариях в энергосистеме (снижение частоты и напряжения) выделять энергорайон с электростанцией малой мощности на сбалансированную нагрузку, в отличие от обычной делительной защиты, после срабатывания которой, энергорайон, в силу нарушения баланса мощности и срабатывания технологических защит

генераторов, теряет электропитание. Оценка научного уровня представлена в таблице 3.

Новизна полученных или предполагаемых результатов: имеются похожие разработки для выделения энергоблоков крупных тепловых электростанций на определенную нагрузку с учетом собственных нужд станции.

Перспективность использования результатов: результаты проекта возможно внедрить в электроэнергетику, поскольку устройство позволяет сохранить в работу объект малой генерации при отделении его от энергосистемы (центра питания распределительной сети).

Таблица 3 – Оценка научного уровня разработки

Показатели	Значимость показателя	Достигнутый уровень	Значение $i$ -го фактора
	$d_i$	$K_{дyi}$	$K_{дyi} \cdot d_i$
1. Новизна полученных или предполагаемых результатов	0,6	0,5	0,3
2. Перспективность использования результатов	0,1	0,5	0,05
3. Завершенность полученных результатов	0,1	0,7	0,07
4. Масштаб возможной реализации полученных результатов	0,2	0,1	0,02
Результативность	$K_{\text{ны}} = \sum(K_{дyi} \cdot d_i) = 0,44$		

Завершенность полученных результатов: полученные результаты требуют доработки и усовершенствований.

Масштаб возможной реализации полученных результатов: результаты работы возможно применить на всех энергорайонах с объектами малой генерации, подключенных к распределительной сети крупных энергосистем.

### 5.3 Организация и планирование проектных работ

Для выполнения научных исследований была сформирована рабочая группа, в состав которой входят руководитель и инженер. На каждый вид запланированных работ установлена соответствующая должность исполнителей.

Таблица 4 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№ этапа	Содержание работ	Должность исполнителя
1	Постановка сути вопроса	Руководитель
2	Закупка канцелярских принадлежностей, а также программного обеспечения	Инженер
3	Создание модели ЭС и расчет установившегося режима в ПК Мустанг, с указанием параметров и необходимого оборудования	Руководитель, инженер
4	Исследование генераторов ЭС на динамическую устойчивость ПК Мустанг с использованием комплекса «Автоматика»	Инженер
5	Формирование проблем связанных с разработкой устройства, выделение функционирующих блок устройства	Руководитель, инженер
6	Подбор и анализ имеющихся источников литературы, касаемых проблем динамической устойчивости и противоаварийной автоматики	Инженер
7	Разработка алгоритма работы и структурной схемы устройства	Инженер
8	Оценка итогов полученных результатов	Руководитель, инженер

## 5.4 Организация проектной работы

Планирование заключается в составлении перечня работ, необходимых для достижения поставленной задачи, определении участников каждой работы и установлении продолжительности работ в рабочих днях

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}$$

где:  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ . Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где:  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Расчет трудоемкости и продолжительности работы для этапа 6:

$$t_{\text{ожі}} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 9}{5} = 5,4;$$

$$T_{\text{pi}} = \frac{t_{\text{ожі}}}{\text{Ч}_i} = \frac{5,4}{1} = 5,4.$$

Аналогично рассчитываются продолжительности работ и для других этапов, результаты расчётов сведены в таблицу 5.

Таблица 5– Трудоемкость выполнения работы

№ п/п	Перечень работ	Трудоёмкость работ			Численность исполнителей $\text{Ч}_i$	Длительность работ в рабочих днях $T_{\text{pi}}$
		$t_{\text{min}}$ , чел-дни	$t_{\text{min}}$ , чел-дни	$T_{\text{ож}}$ , чел-дни		
1	Постановка сути вопроса	3	7	8,8	2	5
2	Закупка офисного оборудования и канцелярских принадлежностей, а также программного обеспечения	4	8	10,4	1	11
3	Создание модели ЭС и расчет установившегося режима в ПК Мустанг, с указанием параметров и необходимого оборудования	3	8	5	2	6
4	Исследование генераторов ЭС на динамическую устойчивость с помощью ПК Мустанг с использованием комплекса «Автоматика»	7	18	14,4	1	15
5	Формирование проблем связанных с разработкой устройства, выделение функционирующих блок устройства	7	16	13,4	2	7
6	Подбор и анализ имеющихся источников литературы, касаемых проблем динамической устойчивости и противоаварийной автоматики	5	19	17,3	1	17

7	Разработка алгоритма работы и структурной схемы устройства	10	22	17,7	1	18
8	Оценка итогов полученных результатов	11	17	13,5	2	7

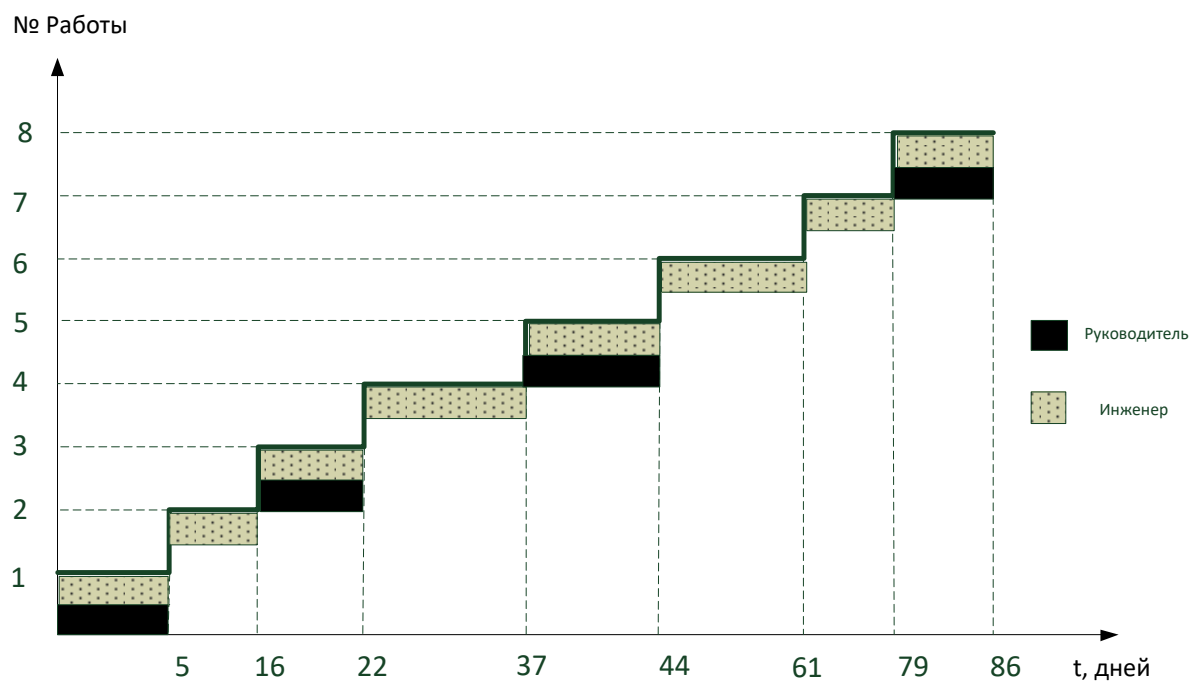


Рисунок 17 – Календарный план-график проведения работы

### 5.5 Расчет затрат на разработку

При планировании бюджета должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- 1) материальные затраты;
- 2) оплата труда;
- 3) отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- 4) амортизационные отчисления
- 5) накладные расходы.



### 5.5.1 Расчет материальных затрат

Таблица 6 – Канцелярские расходы

№	Наименование изделия	Количество (ед. штук, упаковок)	Цена единицы изделия, руб.	Общая стоимость изделия, руб.
1	бумага печатная А4	2	250	500
2	ручки и карандаши	10	25	250
3	бумага обычная	2	50	100
4	Прочие расходы	-	300	300
Итого:	1150 руб.			

### 5.5.2 Оплата труда

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Расчет основной заработной платы приведен в таблице 6.

Основная заработная плата работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{\text{зп}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}},$$

где  $З_{\text{осн}}$  – основная заработная плата;

$З_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата (20 % от  $З_{\text{осн}}$ ).

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}},$$

где  $З_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $З_{\text{тс}}$ );

$k_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,3;

$k_{\text{р}}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата  $Z_{тс}$  находится из произведения тарифной ставки работника: для инженера - 8000, для руководителя - 20000, на тарифный коэффициент  $k_t$  и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке.

Пример для инженера:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 8000 \cdot (1 + 0.3 + 0.3) \cdot 1.3 = 16640 \text{ руб.},$$

$$Z_{дн} = 16640/21 = 792,4 \text{ руб.}$$

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 7.

Таблица 7 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_m$ , руб	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб.дн.	$Z_{осн}$ , руб.	$Z_{доп}$ , руб	Итого к выплате, руб
Инженер	16640	790,4	86	67974,4	13594,88	81569,28
Руководитель	41600	1981	25	49525	9905	59430
Итого $Z_{зп}$	140999,28 руб					

### 5.5.3 Отчисления во внебюджетные фонды

Обязательные отчисления по установленным законодательством нормам в органы государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}) ,$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2017 г. в соответствии с Федеральным закона от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1

ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка– 27,1%.

$$З_{внеб} = 0,271 \cdot 140999,28 = 38210,8 \text{руб}$$

#### 5.5.4 Амортизационные отчисления

В данную статью включены все затраты, связанные с приобретением оборудования, необходимого для проведения работ по конкретной теме.

Расчет амортизации проводился следующим образом:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{2} = 0,5,$$

где  $H_A$ – норма амортизации;

$n$  – срок полезного использования в количествах лет;

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot m = \frac{0,5 \cdot 77,5}{12} \cdot 3 = 9,69 \text{ тыс.руб},$$

где  $I$ – итоговая сумма в тыс.руб.;

$m$  – время использования в месяцах;

Таблица 8 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Ноутбук Lenovo G580 с ПО	1	42	42
2	МФУ Лазерное HP LaserJet	1	35,5	35,5
Итого:				77,5 тыс. руб.
Амортизация:				9,69 тыс. руб.

#### 5.5.5 Формирование бюджета затрат на разработку проекта

Определение бюджета затрат на проектирование по каждому варианту исполнения приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Смета бюджета

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	1150
2. Затраты по заработной плате исполнителей	140999,28
3. Отчисления во внебюджетные фонды	38210,8
4. Амортизация	9690
5. Накладные расходы, 10%	21116,68
6. НДС, 18%	38010,02
Итого	211166,76

При расчете прибыли учитывается коэффициент научного уровня. Тогда прибыль составит:

$$\Pi = 211166,76 \cdot (10 + 0,44) = 2204580,97 \text{ руб.}$$

### 5.6 Определение экономической эффективности проекта

Эффективность устройства автоматики определяется предотвращённым ущербом за счёт внедрения данного устройств:

$$\mathcal{E} = Y^{ДО} - Y^{ПОСЛЕ}$$

где  $Y^{ДО}$  – экономический ущерб до внедрения устройства;

$Y^{ПОСЛЕ}$  – экономический ущерб после внедрения устройства.

Ущерб при отсутствии в энергорайоне ЦСПА складывается из двух составляющих – ущерба от полного погашения электростанции и ущерба от недопуска продукции вследствие нарушения технологического процесса:

$$Y^{ДО} = Y_{откл} + Y_{тех. процесс}$$

Ущерб при наличии в энергорайоне ЦСПА состоит только из потерь электроснабжения не ответственных потребителей, вследствие выделения энергорайона на сбалансированную нагрузку:

$$Y^{DO} = Y_{откл.нагр}$$

Технологический ущерб представляет собой финансовые потери при простое от недобычи нефти. Известно, что энергорайон состоит из ЭСММ и трех электрических подстанций снабжающих электрической энергией три месторождения с суммарной суточной добычей 0,133 млн. баррелей. Баланс активной мощности в энергорайоне составляет 39,3 МВт, при этом 10,3 МВт поступают из энергосистемы. По статистике в энергосистеме в течении года происходит в среднем 4 аварии, связанные с выделением энерорайона на изолированную работу. Расчет ущерба представлен в таблице 10. Смета разработки проекта с учетом сметы бюджета (таблица 9) представлены в таблице 11. В таблице 12 приведен расчет эффективности проекта, а на рисунке 27 приведен график окупаемости проекта.

Таблица 11 – Расчет ущерба

Наименование статьи	До установки	После установки
1.Потери активной мощности в результате аварии, МВт	34,3	10,3
2.Технологический ущерб, руб	38506160	—
3.Ущерб от нарушения электроснабжения, руб	296352000	88992000
4. Суммарный ущерб, руб	334858160	8899200
5.Эффективность при внедрении устройства, руб	245866160	
6. Эффективность при внедрении устройства, %	73	

Таблица 12 – Смета разработки и внедрения устройства

Наименование работы	Сметная стоимость, тыс. руб		Итого, тыс. руб
	Материалы	Стоимость работы	
Разработка логических схем алгоритма устройства	Из таблицы 8		211,17
Проверка работоспособности и функционирования алгоритмов			
Оформление технической документации, получение патента	5	150	155
Анализ и поиск подрядной организации		10	10
Изготовление терминала подрядной организацией	800	300	1100
Пусконаладочные работы, сдача в эксплуатацию	-	120	120
Оформление документации по эксплуатации	10	100	110
Социальные отчисления 30%	1051,9		
Амортизация 2,8%	98,18		
Непредвиденные расходы, 3%	105,19		
ИТОГО	3506,49		

Таблица 13 – Расчет эффективности проекта

Показатель	Значение
Ставка дисконтирования, %	12
Расчетный период, лет	15
Период окупаемости, лет	1
Чистая прибыль, тыс. руб в год	171224,3
Дисконтированный доход, тыс. руб (на 15 лет)	994338,3
ЧДД, тыс. руб (на 15 год)	31282,04
Рентабельность	22,09

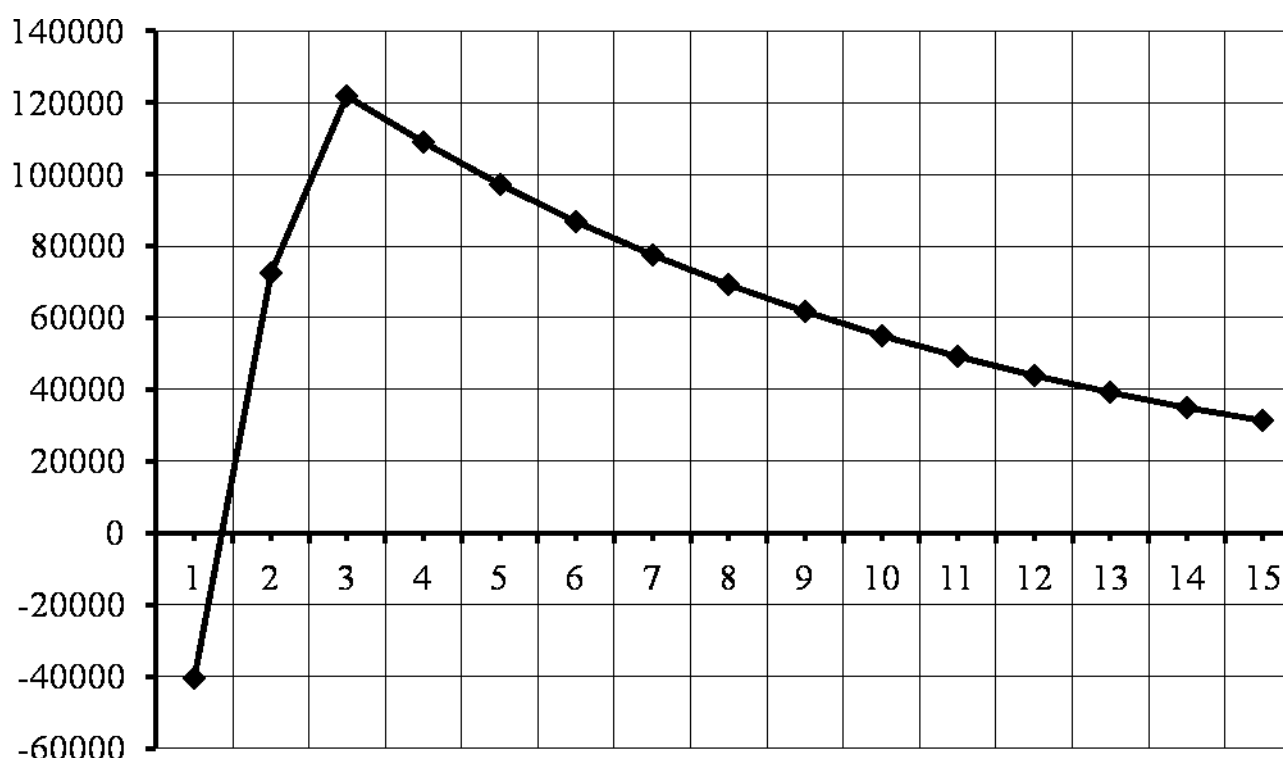


Рисунок 18 – График окупаемости проекта при его внедрении

### 5.7. Заключение по разделу

В данном разделе была получена оценка научно-технического уровня, произведено планирование проектной работы, а также подсчитаны смета проекта, стоимость ущерба и сметная стоимость внедрения устройства.

Внедрение устройства ЦСПА позволит существенно повысить эффективность выделения энергорайонов с ОРГ на изолированную работу, уменьшить финансовые затраты на технологическое присоединение и в целом повысить надёжность электроснабжения энергорайонов с электростанциями малой мощности в аварийных ситуациях, приводящих к недопустимому снижению основных режимных параметров ЭС.

## Глава 6. Социальная ответственность

Данный раздел ВКР посвящен выполнению анализа и разработке мер по обеспечению благоприятных условий труда при работе инженера-проектировщика на ПЭВМ, в процессе разработки методических указания по системе автоматического регулирования реактивной мощности.

Произведен анализ вредных факторов таких как: отклонение показателей микроклимата в помещении, повышения уровня шума, повышения уровня вибрации, превышение электромагнитных и ионизирующих излучений.

Рассмотрены вопросы охраны окружающей среды, защиты в случае чрезвычайной ситуации, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

ВКР выполнялась в офисном помещении, в городе Томске. Профессия относится к категории Ia по уровню энергозатрат, поскольку производится сидя и сопровождается незначительным физическим напряжением [25]. Основными факторами условиями при работе является микроклимат, освещение и вентиляция помещения. Анализа факторов рабочей среды на предмет их опасного проявления выявил, что вероятность механического и термического травмирования минимальна, а наиболее актуальными являются опасности по электробезопасности, пожаробезопасности и защите пользователя при работе на компьютере и иной оргтехнике.

Под рабочим местом или зоной понимается такая зона или место, в котором находятся и перемещаются участвующие в техническом процессе рабочие, инструмент, приспособления, инвентарь, механизмы, материалы и прочее оборудование.

В нашем случае рабочее место представляет собой офисное помещение категории Д, расположенное в реконструированном здании и имеющее все необходимые инженерные коммуникации [26].



## **6.1. Анализ выявленных вредных факторов производственной среды**

В ходе выполнения работ на персонал (научного руководителя и студента) будут воздействовать ряд вредных факторов, а именно микроклимат в помещении аудитории; производственный шум, освещение аудитории, а также электромагнитные поля, создаваемые компьютерами и оргтехникой.

Рассмотрим подробно каждый описанный выше вредный фактор производственной среды, оказываемое воздействие данного фактора на рабочий персонал, допустимые нормы и средства защиты от воздействия вредного фактора.

### **6.1.1. Микроклимат**

Проведя анализ габаритных размеров кабинета, рассмотрим микроклимат в этом помещении. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха и освещение.

Допустимые микроклиматические условия для рабочей зоны проектировщика приведены в таблице 1 [14].

Таблица 14 – Допустимые величины показателей микроклимата

Период года	Категория по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С
		Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин	
Холодный	Ia (до 139)	20,0 - 21,9	24,1 – 25,0	19,0 - 26,0
Теплый	Ia (до 139)	21,0 - 22,9	25,1 - 28,0	20,0 - 29,0

Период года	Категория по уровню энергозатрат, Вт	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
			Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин
Холодный	Ia (до 139)	15 - 75	0,1	0,1
Теплый	Ia (до 139)	15 - 75	0,1	0,2

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основной недостаток - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40м<sup>3</sup> [27].

В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 45 м<sup>3</sup>, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется.

### 6.1.2. Шум

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается работающим оборудованием, преобразователями напряжения, работающими осветительными приборами дневного света, а также проникает извне. Шум вызывает головную боль, быструю утомляемость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, ухудшается память, снижается реакция.

Согласно [28] уровни звукового давления в офисе не должны превышать значений, указанных в таблице 15.

Таблица 15 – Допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот

Уровни звукового давления, дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Основным источником шума в комнате являются вентиляторы охлаждения ЭВМ. Уровень шума колеблется от 35 до 40дБА, что является ниже границы в 50дБА.

Следовательно, можно считать, что рабочее место соответствует выше указанным нормам и дополнительная защита от акустического шума не требуется.

### 6.1.3. Освещение

Низкая освещённость рабочего места препятствует длительной работе, вызывая утомление и способствуя развитию близорукости у работающего персонала. Слишком низкие уровни освещенности способны вызывать апатию и сонливость, в совокупности с другими факторами способны развить чувство тревоги. Длительное пребывание в таких условиях вызывает снижение интенсивности обмена веществ в организме и его общее ослабление. Подобные симптомы наблюдаются и при работе в помещениях с ограниченным спектральным составом света. Слишком яркий свет ослепляет, понижает зрительную функцию, вызывает перевозбуждение нервной системы, снижает работоспособность. Воздействие чрезмерной яркости может вызывать фотоожоги глаз и кожи, кератиты, катаракты и другие нарушения.

Нормы естественного и искусственного освещения представлены в таблице 16 [28].

Таблица 16. Нормы естественного и искусственного освещения

Хар-ка зрительно й работы	Наим. Размер объекта различени я, мм	Искусственное освещение		Естественное освещение		Совместное освещение	
		Освещенность, лк		КЕО $e_N$ , % при			
		При системе комбиниро ванного освещения	При системе общего освещени я	Верхн .	Боков .	Верх н.	Боков .
Средней точности	0,5 – 1,0	500	200	4,0	1,5	2,4	0,9

Произведем расчет общего искусственного освещения для помещения аудитории. В рассматриваемом помещении выполняемая работа требует освещенности  $E_n = 200$  лк, согласно [28]. Параметры лаборатории; ширина – 6 м; длина – 5 м; высота – 2,8 м.

Порядок расчета: выбор типа светильников; определение количества светильников; определение мощности светильников.

Для рассматриваемого помещения, исходя из его высоты и технологических особенностей, в качестве источников света будут использованы люминесцентные лампы ЛБ (лампы белого цвета) вместе со светильниками типа ЛВО10-4х18 Вт (длина и ширина светильника 595 мм, высота 81 мм).

#### *Расчет светильников и их размещение.*

Для размещения светильников произведем расчет следующих основных параметров.

$h_c$  – расстояние светильников от перекрытия (свес);

$h_{\pi} = H - h_c$  – высота светильника над полом, высота подвеса;

$h_{\text{рп}}$  – высота рабочей поверхности над полом;

$h = h_{\pi} - h_{\text{рп}}$  – расчетная высота, высота светильника над рабочей поверхностью;

$L$  – расстояние между соседними рядами;

$l$  – расстояние от крайних светильников или рядов до стены.

Для светильника типа ЛВО-4х36 Вт величина интегрального критерия оптимальности расположения  $\lambda = 1,1$ . Высота подвеса светильника  $h_{\pi} = 2,7$  м.

$$h_c = H - h_{\pi} = 2,8 - 2,7 = 0,1 \text{ м}$$

Рассчитаем высоту светильника над рабочей поверхностью.

$$h = h_{\pi} - h_{\text{рп}} = 2,7 - 0,7 = 2 \text{ м}$$

Рассчитаем расстояние между соседними рядами светильников  $L$ , исходя из следующей формулы:

$$L = \lambda \cdot h = 1,1 \cdot 2 = 2,2 \text{ м}$$

$$\frac{L}{3} = 0,73 \text{ м}$$

Четырехламповые светильники типа ЛВО10-4х18-004 (004 – зеркальная решетка с 9 внутренними поперечными пластинами) располагаем в два ряда. В каждом ряду по 3 светильника. Разрывы между светильниками в ряду составляют 0,5 м. Учитываем то, что в одном светильнике установлено по 4 лампы, общее количество люминесцентных ламп равняется 24 шт.

Определим индекс помещения:

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)},$$

где  $S$  – площадь освещаемой поверхности;  $h$  – высота светильника над рабочей поверхностью;  $A$  – длина помещения;  $B$  – ширина помещения.

Рассчитаем индекс помещения:

$$i = \frac{30}{2 \cdot (6 + 5)} = 1,36$$

Значение коэффициента отражения потолка и стен соответственно:  $\rho_c = 70\%$  (свежепобеленный),  $\rho_{\text{п}} = 30\%$  (оклеенные светлыми обоями),  $\rho_{\text{пол}} = 20\%$ .

Определим световой поток лампы исходя из следующего выражения:

$$\Phi = \frac{E_{\text{н}} \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 30 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{24 \cdot 0,56} = 736,61 \text{ лк}$$

где  $E_{\text{н}}$  – нормируемая минимальная освещенность по [28], лк;  $S$  – площадь освещаемого помещения,  $\text{м}^2$ ;  $K_z$  – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, равен 1,5 (помещение с малым выделением пыли);  $Z$  – коэффициент неравномерности освещения. Для люминесцентных ламп берется равным 1,1.  $N$  – число ламп;  $\eta$  – коэффициент использования светового потока, %.

Исходя из получившегося значения светового потока выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛБ на 20 Вт с потоком 1200 лк. Напряжение в сети 220 В [5].

Делаем проверку выполнения следующего условия:

$$\begin{aligned} -10\% &\leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\% \\ -10\% &\leq \frac{1200 - 736,61}{1200} \cdot 100\% \leq +20\% \\ -10\% &\leq 0,39\% \leq +20\% \text{ (условие выполняется)} \end{aligned}$$

Корректировка числа светильников, либо высоты их подвеса не требуется.

Определяем мощность осветительной установки:

$$P = 24 \cdot 20 = 480 \text{ Вт}$$

Исходя из произведенных расчетов можно сделать следующий вывод: в помещении лаборатории (размерами 6х5х2,8 м) со свежепобеленным потолком и оклеенными светлыми обоями стенами, следует использовать 6

светильников ЛВО10-4х18 с люминесцентными лампами типа ЛБ 20 Вт с потоком 1200 лк.

Схема размещения светильников представлена на рисунке №19.

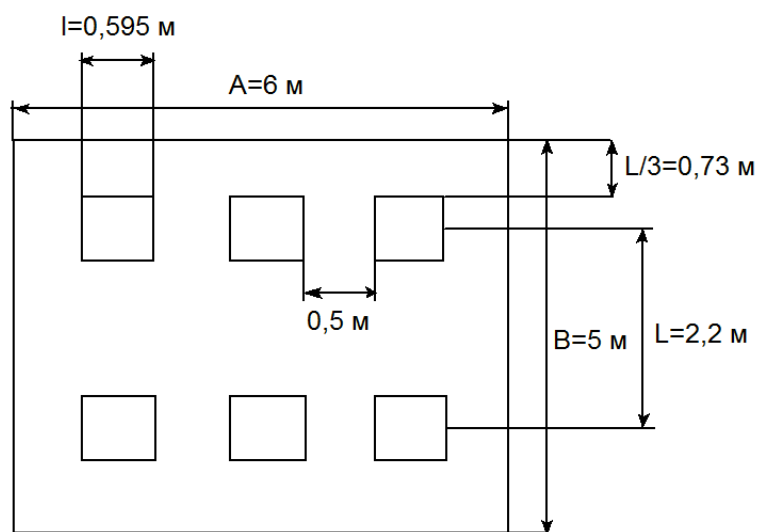


Рисунок 19. Схема размещения светильников в лаборатории

#### 6.1.4. Электромагнитные поля

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот.

Временные допустимые уровни электромагнитных полей, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах пользователей представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах [27].

Наименование параметров		ВДУ
Напряженность электрического поля	В диапазоне частот 5 Гц – 2кГц	25 В/м
	В диапазоне частот 2 кГц – 400кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	В диапазоне частот 5 Гц – 2кГц	250 нТл
	В диапазоне частот 2 кГц – 400кГц	25 нТл
Напряженность электромагнитного поля		15 кВ/м

В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer 5750G со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В [29].

Конструкция ВДТ и ПЭВМ должна обеспечивать мощность экспозиционной дозы рентгеновского излучения в любой точке на расстоянии 0,05 м от корпуса не более 0,1 мбэр/ч(100мкР/ч) [27].

Предел дозы облучения для работников ВЦ (операторы, программисты) составляет 0,5 бэр/год [29].

## **6.2. Анализ выявленных опасных факторов производённой среды**

### **6.2.1. Опасность поражения электрическим током**

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц.

По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного соприкосновения с имеющими соединение с землей металлическими предметами и металлическими корпусами оборудования [30].

Во время нормального режима работы оборудования опасность электропоражения крайне мала, однако, возможны аварийные режимы работы, когда происходит случайное электрическое соединение частей оборудования, находящегося под напряжением с заземленными конструкциями.

Поражение человека электрическим током может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении к токоведущим частям во время ремонта ПЭВМ;



- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением;
- при прикосновении к нетокковедущим частям, находящимся под напряжением, то есть в случае нарушения изоляции;
- при соприкосновении с полом и стенами, оказавшимися под напряжением;
- при возможном коротком замыкании в высоковольтных блоках: блоке питания, блоке развертки монитора.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются [31]:

- изолирование (ограждение) токоведущих частей, исключающее возможность случайного прикосновения к ним;
- установки защитного заземления;
- наличие общего рубильника;
- своевременный осмотр технического оборудования, изоляции.

### **6.2.2. Охрана окружающей среды**

Так как тема и деятельность не связана с введением новых конструктивных и технологических инноваций непосредственного воздействия на селитебную зону, воздушный бассейн, гидросферу или литосферу отсутствуют. Однако при проектировании и разработке документации основным инструментом работы является компьютер, в котором содержится огромное количество компонентов и токсичных веществ и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды в частности литосферы, а установленный правилами срок полезного использования ПК — 2-3 года. потом оборудование признается устаревшим [31].

К таким веществам относятся [32]:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);

- ртуть(поражает мозг и нервную систему);

- никель и цинк (могут вызывать дерматит);

- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации. В этот комплекс мероприятий входят:

- отделение металлических частей от неметаллических;

- металлические части переплавляются для последующего производства;

- неметаллические части компьютера подвергаются специально переработке.

Исходя из сказанного выше перед планированием покупки компьютера необходимо:

- Побеспокоится заранее о том, каким образом будет утилизирована имеющаяся техника, перед покупкой новой.

- Узнать насколько новая техника соответствует современным эко-стандартам и примут ли ее на утилизацию после окончания срока службы.

Утилизировать оргтехнику, а не просто выбрасывать на «свалку» необходимо по следующим причинам:

Во-первых, в любой компьютерной и организационной технике содержится некоторое количество драгоценных металлов. Российским законодательством предусмотрен пункт, согласно которому все организации обязаны вести учет и движение драгоценных металлов, в том числе тех, которые входят в состав основных средств. За несоблюдение правил учета, организация может быть оштрафована на сумму от 20000 до 30000 руб. [33];

Во-вторых, предприятие также может быть оштрафовано за несанкционированный вывоз техники или оборудования на «свалку»;

В-третьих, утилизируя технику мы заботимся об экологии.

В процессе утилизации техника, переданная для этой процедуры, будет разобрана на составные компоненты: электронные платы, кабели, черные и цветные металлы, процессоры и блоки питания. Но сначала нужно составить акт списания. Если техника не подлежит ремонту и эксплуатации, это подтвердит технический осмотр и выведенное на основании его результатов экспертное заключение [34].

Особое внимание следует обратить на тот факт, что утилизация вычислительной техники и прочего оборудования может быть начата только в том случае, когда произведено списание основных средств с баланса организации.

Переработка производится для того, чтобы полученные в ходе нее чермет и цветмет снова стали сырьем, как и пластик, прошедший перед этим сортировку по видам (АБС, PS, ПВХ, ПЭНД, ПЭВД и др.) и по цветам (белый, черный, прозрачный, красный, зеленый и др.). Утилизация вычислительной техники имеет еще одну особенность — в составе такой техники находится немного драгоценных металлов. Поэтому по закону утилизация оргтехники должна осуществляться компанией, имеющей сертификат Пробирной Палаты. Все электронные компоненты, с целью извлечения из них драгметаллов, отправляются на аффинаж.

Паспорта о содержании драгметаллов в утилизированной оргтехнике делаются на основании паспорта о содержании драгметаллов в партии переданных на аффинаж электронных компонентов. Данный паспорт аффинажный завод предоставляет специализированной компании [34].

Таким образом утилизацию компьютера можно провести следующим образом:

1. Мониторы с электронно-лучевыми трубками необходимо сдать для переработки в ближайший специализированный центр переработки или передать его изготовителю для дальнейшего рециклинга.

2. Использовать услуги профессиональной компании по рециклингу, которая может приехать и забрать все приборы, которые планируется сдать в переработку.

В Томске можно обратиться в компанию РУСУТИЛИТ, занимающуюся утилизацией ЭВМ, которая работает на основании лицензии Федеральной службы по надзору в сфере природопользования 066 № 00329 от 04 февраля 2016 г. на деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию размещению отходов I-IV классов опасности [35].

### **6.2.3. Защита в чрезвычайных ситуациях**

В помещении, где производилась выпускная квалификационная работа, имеется электропроводка напряжением 220 вольт, предназначенная для питания вычислительной техники и освещения. При неправильной эксплуатации оборудования и коротком замыкании электрической цепи может произойти возгорание, которое грозит уничтожением техники, документов и другого имеющегося оборудования.

Данное помещение относится к категории Д [26]. Необходимо проводить следующие пожарно-профилактические мероприятия [29]:

- организационные мероприятия, касающиеся технического процесса с учетом пожарной безопасности объекта;
- эксплуатационные мероприятия, рассматривающие эксплуатацию имеющегося оборудования;
- технические и конструктивные, связанные с правильные размещением и монтажом электрооборудования и отопительных приборов.

Организационные мероприятия:

1. Противопожарный инструктаж обслуживающего персонала;
2. Обучение персонала правилам техники безопасности;
3. Издание инструкций, плакатов, планов эвакуации.

Эксплуатационные мероприятия:

1. Соблюдение эксплуатационных норм оборудования;

2. Обеспечение свободного подхода к оборудованию;
3. Содержание в исправном состоянии изоляции токоведущих проводников.

К техническим мероприятиям относится соблюдение противопожарных требований при устройстве электропроводок, оборудования, систем отопления, вентиляции и освещения. В коридоре имеется порошковый огнетушитель типа ОП-5, рубильник, на двери приведен план эвакуации в случае пожара, и, на достигаемом расстоянии, находится пожарный щит.

Наиболее дешевым и простым средством пожаротушения является вода, поступающая из обычного водопровода. Для осуществления эффективного тушения огня используют пожарные рукава и стволы, находящиеся в специальных шкафах, расположенных в коридоре. В пунктах первичных средств огнетушения должны располагаться ящик с песком, пожарные ведра и топор.

Если возгорание произошло в электроустановке, для его устранения должны использоваться огнетушители углекислотные типа ОУ-2, или порошковые типа ОП-5. Кроме устранения самого очага пожара нужно, своевременно, организовать эвакуацию людей.

#### **6.2.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В соответствии с Трудовым кодексом РФ, в целях обеспечения требований охраны труда осуществляется контроль за их выполнением, в каждой организации численностью более 100 сотрудников создается служба охраны труда. На должность специалиста по охране труда назначаются имеющие квалификацию инженера по охране труда или прошедшие специальное обучение [36].

Задачами комитета являются: организация по обеспечению выполнения работниками требований по охране труда, контроль за соблюдением охраны труда, информация о состоянии охраны труда. Комитет по охране труда ведет

учет и анализ производственного травматизма и профессиональных заболеваний, измерение величин опасных и вредных факторов, оценку травмобезопасности, аттестацию рабочих мест, приемку в эксплуатацию производственных объектов, согласование документации в области охраны труда, участие в расследовании несчастных случаев, обучение по охране труда [36].

Обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний осуществляется в Российской Федерации с января 2000 года в соответствии с Федеральным законом от 24.07.1998 г. № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний», которым установлены правовые, экономические и организационные основы обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний и определен порядок возмещения вреда, причиненного жизни и здоровью работника при исполнении им обязанностей по трудовому договору и в иных установленных настоящим Федеральным законом случаях [37].

Обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний предусматривает:

- обеспечение социальной защиты застрахованных и экономической заинтересованности субъектов страхования в снижении профессионального риска;
- возмещение вреда, причиненного жизни и здоровью застрахованного при исполнении им обязанностей по трудовому договору и в иных установленных настоящим Федеральным законом случаях, путем предоставления застрахованному в полном объеме всех необходимых видов обеспечения по страхованию, в том числе оплату расходов на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию;

- обеспечение предупредительных мер по сокращению производственного травматизма и профессиональных заболеваний.

При размещении рабочих мест с ПЭВМ расстояние между рабочими столами с видеомониторами (в направлении тыла поверхности одного видеомонитора и экрана другого видеомонитора) должно быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов - не менее 1,2 м [27].

Рабочие места с ПЭВМ в помещениях с источниками вредных производственных факторов должны размещаться в изолированных кабинах с организованным воздухообменом.

Рабочие места с ПЭВМ при выполнении творческой работы, требующей значительного умственного напряжения или высокой концентрации внимания, рекомендуется изолировать друг от друга перегородками высотой 1,5 - 2,0 м.

Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600 - 700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов.

Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. При этом допускается использование рабочих столов различных конструкций, отвечающих современным требованиям эргономики. Поверхность рабочего стола должна иметь коэффициент отражения 0,5 - 0,7.

Конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПЭВМ, позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления. Тип рабочего стула (кресла) следует выбирать с учетом роста пользователя, характера и продолжительности работы с ПЭВМ.

Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляемой и иметь надежную фиксацию.

Поверхность сиденья, спинки и других элементов стула (кресла) должна быть полумягкой, с нескользящим, слабо электризующимся и воздухопроницаемым покрытием, обеспечивающим легкую очистку от загрязнений.

Снижению психофизических и нервно-эмоциональных нагрузок способствует правильная организация рабочего места [38, 39].

Согласно трудовому кодексу РФ, продолжительность работ не должна превышать 40 часов в неделю, т.о. при пятидневной рабочей неделе продолжительность рабочего дня должна составлять не более 8 часов.

При работе рекомендуется соблюдать следующий регламент:

- Рекомендуемая полная продолжительность рабочего времени за экраном монитора взрослого пользователя, использующего обычный монитор с защитным фильтром - 4 часа за 8 -ми часовой рабочий день.

- В конце каждого часа работы необходимо делать 5 - минутный перерыв, а через каждые 2 часа - 15 минутный, выключить монитор и покидать рабочее место.

### **6.3. Заключение по разделу**

В данном разделе были рассмотрены вопросы, связанные с социальной ответственностью организации перед работниками и природой.

Выявлены вредные и опасные факторы, воздействующие на производственную деятельность проектировщика в помещении, оборудованном компьютерной и офисной техникой, и на окружающую среду. К таким факторам относятся: шум, электромагнитные поля и электрический



ток. Предельно допустимые нормы указанных факторов устанавливаются нормативными документами, такими как ГОСТ, СНиП, ПУЭ и др.

Установлены правовые нормы и организационные мероприятия по обеспечению безопасности работника.

## **Заключение**

В соответствии с целью выпускной квалификационной работы были разработаны общие принципы построения централизованной противоаварийной автоматики для энергорайонов с объектами распределенной генерации. На основе проведенных расчетов было исследовано поведение автоматики при отделении от энергосистемы энергорайона с объектом распределённой генерации с дефицитом мощности.

В первом разделе были изучены проблемы и особенности технологического присоединения объектов распределённой генерации к электрическим сетям энергосистем. Здесь показано, что характеристики энергосистемы при внедрении в неё ЭСММ будут определяться увеличением разнообразия генераторных установок, с более широким использованием ГТУ, ГПУ и ДЭС; расширением функциональных возможностей распределительных сетей; сложностью режимов работы распределительных сетей: появлением условий многостороннего питания сетевых элементов, возможности возникновения качаний и асинхронных режимов.

Во втором разделе сделан обзор основных видов аварийных ситуаций в энергорайонах с объектами распределённой генерации. Поскольку малая генерация с прилегающим энергорайоном подключается к энергосистеме, то проблемы характерные для больших энергосистем, становятся актуальными и для них: нормированное значение напряжения на шинах и частоты в сети, условия сохранения статической и динамической устойчивости. При внедрении генераторов малой мощности их оснащение набором защит часто рассматривается как достаточная мера по обеспечению надежности работы в составе сети. При этом состав и параметры срабатывания защит определяются заводом-изготовителем, то есть без согласования с защитами элементов прилегающей сети. Такой подход приводит к избыточным отключениям генерирующих установок при большинстве внешних повреждений, нормально отключаемых действием защит соответствующих элементов, а также в

условиях незначительных (не представляющих опасности для оборудования) отклонений режимных параметров от номинальных значений; или – напротив – вследствие неучета параметров внешней сети может привести к отказу защиты.

В третьем разделе приведена разработка общих требований к ЦСПА энергорайонов с ОРГ. В разделе проведён анализ функционирования и конфигурации ЦСПА. Было показано, что в настоящее время для выделения энергорайонов с электростанциями малой мощности на автономную работу, во всех перечисленных ранее аварийных ситуациях, требуется установка нескольких устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, что приводит к увеличению капитальных вложений и требует большего количества мест в релейных залах подстанций для размещения этих устройств. Поскольку аварийные ситуации (снижение напряжения и частоты, нарушение статической и динамической устойчивости) являются характерными для большинства энергосистем, к которым могут быть подключены энергорайоны с электростанциями малой мощности, то наиболее целесообразным видится разработка ЦСПА для энергорайонов с ОРГ, при этом оно должно отвечать следующим требованиям:

- устройство должно включать в себя все необходимые функции, позволяющие осуществлять эффективное выделение энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, при различных аварийных ситуациях в энергосистеме;
- все функциональные блоки должны размещаться в одном шкафу;
- устройство должно иметь достаточное количество аналоговых входов и дискретных входов/выходов, а также отвечать всем требованиям, предъявляемым в настоящее время к устройствам релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В четвертом разделе приведены общие конструктивные решения по разработке ЦСПА энергорайонов с ОРГ. Приведен общий алгоритм действия

устройства. На основе этого составлена структурно-функциональная схема устройства. Для правильной работы автоматики необходимы следующие функциональные части: пусковые органы, измерительный и вычислительный блоки, а также блок распределения управляющих воздействий. Было проведено моделирование произвольно заданного энергорайона для демонстрации процедуры его вывода на автономный режим работы вследствие нарушения устойчивости режима. Результат моделирования показал, что при нарушении нормального режима работы происходит отделение энергорайона по сигналу от модуля ЦСПА, затем, в случае необходимости, нормализуются параметры сети (частота и напряжение) путем сброса мощности, что позволит продолжить работу приоритетных потребителей автономно от ГТЭС.

В целях оптимизации проведения мероприятий по удержанию/восстановлению устойчивого режима работы сети был разработан и реализован алгоритм сброса нагрузок, который позволяет миновать неоправданное(чрезмерное) отключение потребителей.

В пятом разделе была получена оценка научно-технического уровня, произведено планирование проектной работы, а также подсчитаны смета проекта, стоимость ущерба и сметная стоимость внедрения устройства. Внедрение устройства позволит существенно повысить эффективность выделения энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, уменьшить финансовые затраты на технологическое присоединение и в целом повысить надёжность электроснабжения энергорайонов с электростанциями малой мощности в аварийных ситуациях, приводящих к недопустимому снижению основных режимных параметров ЭС.

В шестом разделе были рассмотрены основы законодательства об охране труда, был проведён анализ опасных и вредных факторов при эксплуатации установок РЗиА. Были описаны основные мероприятия по безопасной работе

на электроустановках. Даны краткие характеристики условий труда работников, занятых обслуживанием релейной защиты.

## Список использованной литературы

1. Илюшин, П.В. Подходы к решению задач РЗА и ПА при подключении к электрической сети объектов распределённой генерации / П.В. Илюшин // Релейщик. – 2014. – №4(20). – С. 52-59.
2. Jenkins N., Allan R., Grossley P., Kirschen D., Strbac G. Embedded Generation. London; IEE, 2000, 273 p.
3. Barker Ph. P., De Mello R.W. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems // 2000 IEEE PES Summer Meeting, Seattle, WA, USA, July 11-15, 2000, p.222-233.
4. Jimeno J., Laresgoiti I., Oyarzabal J., Stene B., Bacher R. Architectural Framework for the Integration of Distributed Resources // 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna, Italy, June 23-26, 2003, p.91-96.
5. Antikainen, J. Possibilities to Improve Reliability of Distribution Network by Intended Island Operation [Text] / J. Antikainen, S. Repo, P. Verho, P. Jarventausta // International Journal of Innovations in Energy Systems and Power. – 2009. – Vol. 4, Issue 1. – P. 22–28
6. Нудельман, Г.С. Направления инновационного развития РЗА / Г.С. Нудельман, А.Н. Подшивалин // Релейщик. – 2015. – №3(23). – С. 18-22.
7. СТО 59012820.29.240.008-2008 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования».
8. СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования» (в редакции от 29.07.2014) .
9. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

10. Фишов А. Г. Интеллектуальная электрическая сеть – революция в отношениях субъектов и управлении режимами электроэнергетических систем /Сборник докладов 3-ей международной научно-технической конференции. – Екатеринбург 22–26 октября 2012. Том 1. С. 91–97. 60.
11. Фишов А. Г., Калюжный Р. С. Сценарии развития региональной энергосистемы в современных условиях // Научный вестник НГТУ. – 2012. – № 3 (48). – С. 161–172. 61. Фишов А. Г., Денисов В. В., Кобец Б. Б. Способ регулирования напряжения узла электрической сети- № 3937357; заявл.01.08.85; опубл. 08.10.88, Бюл. № 5. – 4 с.
12. Шабад, М.А. Защита генераторов малой и средней мощности / М.А. Шабад. –2-е изд., доп. – М.: Энергия, 1973. – 96 с.
13. Самойленко, Владислав Олегович Обеспечение балансов мощности и энергии электроэнергетических систем с распределенной генерацией.
14. Vladimir Vasiliev. Adaptive Load Shedding of Energy Unit under Meaning Active and Reactive Power Shortages// Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation. – Saint Petersburg, 2011, P–321-329
15. Бартоломей, П.И. Оптимизация режимов энергосистем : учебное пособие / П.И. Бартоломей, Т.Ю. Паниковская. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. 164 с.
16. Бердин, А.С. Формирование параметров модели ЭЭС для управления электрическими режимами / А.С. Бердин, П.А. Крючков. Екатеринбург: УГТУ, 2000. 107 с
17. Вторушин А. С. Оценивание состояния энергосистем в задачах противоаварийной автоматики [Текст] / А. С. Вторушин, О. М. Грунин, А. Э. Петров // Изв. НТЦ Единой энергетической системы. – 2013. – №1. – С. 99–104.

18. Корсунов П. Ю., Моржин Ю. И., Попов С. Г. Разработка Концепции «Цифровая подстанция». Договор № И-11-41/10 / ОАО «НТЦЭ». – Москва, 2011. – 248 с.
19. «Концепция построения АСУТП на подстанциях ЕНЭС», ОАО «ФСК», 2003г.
20. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в еэс россии. Приложение 1 к приказу ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 № 57.
21. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса. Приложение №1 к протоколу Правления ОАО «Россети» от 22.06.2015 № 356пр Москва, 2015 г.
22. Правила устройства электроустановок. – 6-е и 7-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ДЕАН, 2015. – 701 с.
23. The Impact of Renewables Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation // CIGRE Working Group B5.34 Report. – 2010. – 233 p.
24. Беляев, А.В. Некоторые особенности релейной защиты и автоматики на электростанциях малой энергетики / А.В. Беляев, Д.В. Жданов, Л.Л. Филин, М.А. Эдлин // Релейщик. – 2014. – №4(20). – С. 40-47.
25. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Текст М.: Госкомсанэпиднадзор России, 1997.16 с.
26. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N 1) / М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009 год
27. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к электронно-вычислительным машинам и организации работы. Санитарные правила и нормы 2.2.2 2.4.1340 – 03. / М., Издательство стандартов ,2003.– 41с.



28. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. Введ. 2016-21-06. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2016. 72 с.
29. Основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.010 – 76. / М.: Издательство стандартов, 2010.–33 с
30. Правила устройства электроустановок. Минэнерго СССР, 6-е издание. / М.: Энергоатомиздат, 1996. – 640с
31. ФПК Сервис. Утилизация оргтехники. [Электронный ресурс] / ФПК Сервис URL: <http://www.fpk-service.ru/spisanie-ustarevshego-kompyutera-pered-utilizaciej.html>
32. Охрана окружающей среды. Под ред. С.В. Белова. / М.: Высшая школа, 1991– 128с.
33. Статья 19.14. "Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях" от 30.12.2001 N 195-ФЗ (ред. от 23.04.2018) (с изм. и доп., вступ. в силу с 14.05.2018)
34. Порядок и стадии утилизации [Электронный ресурс] / ООО «Ведущая Утилизирующая Компания» URL: <http://33.utilizaciya.com/component/content/article/37-2010-06-25-11-04-04/62-2010-07-04-13-11-51/>
35. Федеральная служба по утилизации компьютеров и оргтехники [Электронный ресурс]. URL: <http://rusutilit.ru>. (Дата обращения: 28.03.2018 г).
36. [ГОСТ Р 12.0.007-2009 Система управления охраной труда в организации. Общие требования по разработке, применению, оценке и совершенствованию.](#) Введ.2010-07-01. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2010. 34 с.
37. Федеральным законом от 24.07.1998 г. № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»

38. ГОСТ 50923-96 Дисплей. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения. Введ.1997-30-06. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2008. 10 с.

39. Эргономика рабочего места пользователя ПЭВМ. [Электронный ресурс] / Гигиена труда пользователей ПЭВМ URL: [http://bgd.alpud.ru/private/ERGONOM/glava4/V\\_4\\_RM\\_COMP.htm](http://bgd.alpud.ru/private/ERGONOM/glava4/V_4_RM_COMP.htm), свободный. Дата обращения 05.04.2018 г.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

### Раздел 1

#### Interaction of DG with the network

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Г	Кривоногова Д.К.		

Руководитель ВКР Отделения электроэнергетики и электротехники ОЭЭ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Абеуов Р.Б.	к.т.н.		

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зюбанов В.Ю.	к.п.н.		

### **Acronyms and definitions**

**AC:** Alternating Current

**DG:** Distributed Generation

**DSO:** Distribution System Operator

**ICT:** Information & Communication Technology

**TSO:** Transmission System Operator, which owns the assets and is responsible for the management of the transmission system in its control

## Contents

Introduction .....	134
1. Interaction of DG with the network.....	137
1.1. Electrical interfaces between the DG unit and the network .....	137
1.2. DG technical requirements .....	140
1.3. Impact of DG on distribution systems .....	141
1.4. Impact of DG on the transmission system .....	147
1.5. Ancillary services by DG .....	149
2. DG integration planning .....	152
2.1. DG integration process .....	152
2.2. Network development issues .....	153
Conclusion under section .....	154
Conclusion .....	156
References .....	159

## **Introduction**

To date, the growth of electricity production in many countries is provided by distributed generation (DG). Distributed generation is understood as a set of low-power modular generating facilities that produce electricity in close proximity to the place of consumption.

The development trend of distributed generation is also evident in Russia, but, unlike other countries, it is mainly not due to the construction of generation facilities based on renewable energy sources (solar, wind, geothermal, small hydroelectric power stations, tidal, etc.), but by introducing thermal power plants with gas turbine, diesel and gas piston installations, which, as a rule, are, they are connected to distribution networks or to networks of internal power supply of industrial enterprises and are constructed by owners of large industrial enterprises of oil and gas, mining, metallurgical, pulp and paper and chemical industries.

In most cases, this development of the WG is justified solely by economic aspects, namely:

- the need for efficient utilization of associated petroleum gas in the fields, without burning it in a torch;
- the possibility of using secondary energy resources (mine gas, blast furnace and converter gas, etc.) with the possibility of generating heat and electricity;
- the possibility of using secondary energy resources at medium and small enterprises (biogas utilization at treatment plants, utilization of forest processing and agricultural waste, etc.);
- availability of gas infrastructure with the necessary volumes of natural gas supply for the construction of its own facility DG.

The development of distributed generation causes a lot of discussions among specialists in the legislative, economic and technical spheres of regulation. Technical issues of midget power plant (MPP) implementation, issues of emergency control at the level of the distribution network, as well as issues related to the introduction of

distributed generation facilities in the power system are reflected in the publications of P. V. Ilyushin, G. S. Nudelman, Yu. N. Kuchеров and A. G. Fishov and others. However, at present there are practically no separate normative-technical documents and normative-legal acts regulating the requirements to the objects of the RG and their connection to the power system, taking into account the features and characteristics of these objects.

At the same time, the current trends are such that the share of WG in our energy sector is growing quite quickly, and today among industry experts, both in Russia and abroad, actively discussing the problems and prospects of "virtualization" of devices and systems of relay protection, the possibility of their integration and centralization, and this applies to both the functions of relay protection and the functions of various automation systems in the energy sector, in a single system or a complex of microprocessor devices [2].

The computing power and memory capacity of modern microprocessor models allow implementing new algorithms of relay protection, automation and measurements, both in hardware and software.

One of the ways to minimize the cost of creating a complete system of relay protection and automation, as well as control and monitoring systems, is to refuse to build such systems in the form of a set of individual terminals, computer and communication equipment and combine all the necessary functions in one Central device, performed on a microprocessor element base.

The purpose of this work is to develop a centralized system of emergency control for power areas with objects distributed generation. To achieve this goal in the work solved the following tasks:

1. Study of the problem of operation of distributed generation facilities as part of energy districts;
2. Review of existing methods and means of ensuring sustainable operation of the ORG in the energy districts;

3. Development of general requirements, as well as the formulation of the general principles of the centralized emergency control system;
4. Development of the algorithm of centralized emergency control system;
5. Development of structural and functional



## **1. Interaction of DG with the network**

It is now more than a decade since distributed generation (DG) began to excite major interest amongst electric power system planners and operators, energy policy makers and regulators as well as developers.

Interconnecting DG to an existing distribution system provides various benefits to several entities as for example the owner, utility and the final user. DG provides an enhanced power quality, higher reliability of the distribution system and can peak shave and fill valleys. However, the integration of DG into existing networks has associated several technical, economical and regulatory questions.

### **1.1. Electrical interfaces between the DG unit and the network**

Three main categories of electrical interface exist between a DG technology unit and the distribution system for DG power supply. These are: synchronous generators, induction (or asynchronous) generators, converter systems. These interfaces may in some cases require a coupling transformer.

#### *Synchronous Generators*

The synchronous generator is the most widely used AC generator. A feature of it is that the average rotational speed of the rotor in normal operation is exactly proportional to the system frequency.

With medium-large size (above 0.5 MW ca.) generators the shaft speed is sufficiently low, at either 1500 or 3000 rpm, for the generator to be of the synchronous type. That is, equipped with four magnetic poles if the speed of the output shaft is 1500 rpm, or two poles if it is 3000 rpm, the generator will produce an alternating current at a frequency of 50 Hz<sup>22</sup>. This is the case with the generator mechanically coupled with natural gas internal combustion or diesel engines, or gas or steam turbines. Such engines and turbines are so designed that at this speed they are operating at optimum efficiency. Among other factors, synchronous machines are suited for contributing to stabilise grid frequency and voltage and can also supply reactive power.

The restriction on output speed has significant effects on the design of the engine and, for any given type of machine, may result in poor efficiency levels at reduced power output. Bigger engines running at low speed will require a multipole generator. For high speed machines the tendency was, in the past, to use a step-down gearbox, which has the result of reducing the speed of the generator down to 3000 rpm.

### *Induction Generators*

The induction or asynchronous generator is an AC generator in which the average rotational speed of the rotor in normal operation is not proportional to the system frequency.

This generator is essentially an induction motor that is driven slightly faster than its design speed. The induction generator needs an external supply of alternating current from the grid because it has no internal means to produce power. Hence, if the external grid supply fails, so does the unit. This feature may be attractive from the safety point of view, since there is no risk to maintenance staff or consumers by back feeding from a small unit.

In principle, as the cause of this characteristic is the electro-magnetic induction within the generators, capacitors can be added to the system to reduce the inductive effects. In certain circumstances, however, this can result in the local distribution systems staying energised even when it has been disconnected from the main supplier.

Induction generators are utilised to connect wind turbines and also Stirling engines to the grid.

### *Converter Systems*

Nowadays power electronics is playing an important role in the operation both of the power system and of some end-use devices.

A converter is a unit which uses a combination of solid state electronics, inductors and capacitors to convert an electrical input of (in principle) any form into another form (either direct or alternating current) with the required frequency (if AC)

and voltage level at grid connection point. This is done by using the capacitors and inductors to store electricity in the form of electrical charges or as magnetism. This energy is released in a controlled way using the solid state circuitry to build up the needed current form.

To convert alternating current (AC) to direct current (DC), AC/DC power electronics-based converters are used and they are also known as rectifiers. Analogously, DC/AC power electronicsbased converters are used to convert DC to AC and are also known as inverters. In the same way, AC/AC converters are useful to convert AC to AC for systems having different AC parameters (voltage amplitude, frequency), and similarly DC/DC for systems having different DC parameters (voltage amplitude). Depending on the application at AC level, converters can be also equipped with transformers.

In the past the main concern has been that, since the sine curve is built by the converter using repeated very short duration injections of power, this can give rise to a “noisy” sine curve (with high harmonic content) with consequent power quality issues, but as solid state electronics systems have improved, this seems to be less of a problem.

Converter systems are therefore much more flexible than either synchronous or induction generators and place few restrictions on the machine or equipment that produces the power. However, converters cannot produce electricity; they convert one form into another. For fuel cells and photovoltaic systems they convert direct current into alternating current. Where rotating machines are concerned, such as micro gas turbines, Stirling engines or internal combustion engines, a synchronous generator or an induction generator would be used to produce the electricity. The alternating current from such a generator coupled to AC/AC converter could be at any reasonable voltage and speed.

The converter has made practical the use of micro-turbines which operate at speeds up to 200000 rpm. The resulting frequency would be over 3000 Hz. The converter takes this current as input and changes it to normal frequencies. In

addition, a micro-turbine can be allowed to drop its power output by reducing its speed, greatly simplifying the design.

## **1.2. DG technical requirements**

To guarantee the correct operation of a DG unit in all possible situations when connected to the grid, some technical requirements have to be met by the DG system.

- *DG unit protection*

The DG unit has to be equipped with timely and well-coordinated protection systems which include:

- Voltage and frequency protection. The DG unit shall automatically disconnect from the network when the local voltage at the connection point and the system frequency are out of a predefined range. The DG installation can reconnect to the grid when these electric parameters are again stable and within the agreed limits.
- Fault current protection. The circuit breakers at the point of connection to the distribution network must be capable of interrupting the maximum expected fault current.
- Synchronization protection. The DG unit protection must be additionally equipped with synchronizing devices for parallel operation (or synchronization) with the utility system.

- *Synchronization*

In general, disconnection/connection (parallel) operations of generation units from/to the distribution networks can lead to system oscillations of active and reactive power, and consequently of frequency and voltage. These variations may produce high fault currents with possible safety risks, damages to equipment and consequent further disconnections. This is particularly true in case of DG connection via rotating (synchronous/asynchronous) machines.

Then, the DG unit must be equipped with devices that prevent parallel operation with the utility system unless the voltage, phase and frequency are within the normal limits [2].

The principal features of this additional protection may include: automatic synchronizing equipment of the generator output with the utility; relays to open the circuit breaker to the utility system on faults (e.g. loss of power, ground fault) in the distribution system; relay to control the distributed generator circuit breaker to provide generator overcurrent protection, phase current balance protection, reverse power protection, under and over-frequency protection, and under and overvoltage protection; control of speed governor, generator phase match, and generator load.

The possible electrical connections and set of protection systems for a DG unit are shown in the one-line diagram in Figure 1.

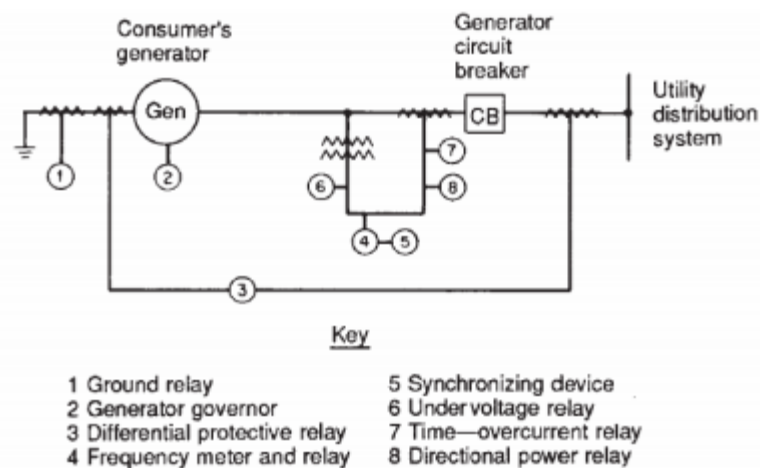


Figure 1 – DG protection and synchronization equipment

### 1.3. Impact of DG on distribution systems

Traditionally, distribution networks have mainly been designed and operated to passively distribute power from the upstream generation and transmission system to the final customers. In this situation, with power flows mainly going mono-directionally from the substations to the consumers, the DSOs do not have the possibility and the need to actively control the power flows. For this reason the distribution systems are mostly passive [1].

When increasing numbers of generators are connected to the distribution network, power can be also transferred reversely, from the distributed units to the distribution and the upstream transmission. This would be a new situation.

Such bi-directional power flows pose some issues on the distribution networks, which at the outset have not been designed to account for power input from generators and reverse power flows [1].

In this new situation, the distribution may be subject to change control properties and become more similar to the transmission, that is, have more ‘active’ control features.

In the following, several issues and aspects regarding the impact of DG on distribution networks are analysed.

#### *Network capacity and congestions*

The availability of carrying capacity, that is the absence of line congestions, in the network portion where DG is inserted, may play a primary role on DG integration. Transmission networks generally have a meshed design offering multiple pathways to the power, whereas distribution networks are looped or have a radial structure, thus allowing only few directions for the power flow. Therefore, considering the lower number of interconnections and also the lower voltage levels adopted in the distribution, the capability to carry power is significantly inferior for the distribution compared to the transmission networks. The connection of generation capacity to transmission systems is then generally less constrained by thermal ratings than connection to distribution systems.

It is also worth noting that a proper DG insertion close to loads does not generally lead to an increase of distribution congestions, but possibly to their reduction. Then, the choice of the DG connection location assumes a strategic importance for this issue [7].

#### *Losses*

The DG deployment may contribute to the reduction or increase of distribution network losses:

this issue heavily depends on the DG location and type, and the network structure and configuration. It is then essential that those elements are thoroughly considered while assessing the DG impact on distribution losses [7]. According to

[1], a low DG penetration would decrease energy losses; on the contrary, if more DG penetrates the network, energy losses will rise. Within distribution networks actively managing bidirectional power flows, the growth of energy losses may be controlled and reduced, minimising its effects.

### *Short circuit currents*

The connection of DG to the distribution system, especially via synchronous or asynchronous machines, generally determines an increase in the level of short circuit currents. This rise can then create problems to the operation of distribution components like line conductors, breakers and switches, if they have been dimensioned to withstand lower short circuit currents. These components, when carrying persisting fault currents, are subject to thermal and mechanical stress. For this reason, it is crucial to verify the level of short circuit currents against the components limits before physically connecting the DG unit to the grid. For line conductors, depending on conductor's characteristics (size, material, insulation), and fault type and duration, the maximum overcurrent safely transportable for the time needed to extinguish the fault can be determined. It is also important to check that the injection of current by the DG unit does not lead to the inappropriate/untimely intervention of overcurrent relays used for distribution line protection.

In case these checks are not satisfactory, other solutions might be found. One possibility would be the connection of the DG unit to the distribution grid via opportune reactance(s) to limit the level of short circuit currents. Other alternatives are the reinforcement/upgrade of network infrastructure/components or ultimately the change of the DG connection point.

The most critical locations for DG connection are those where the short circuit currents reach their maximum values, that is, at the lines derived from the primary substation and protected by overcurrent relays.

Fewer problems with short circuit currents may arise when DG is connected via converter systems, since such devices are capable to better control the DG fault current injections.

### *Protection selectivity*

A further influence of DG penetration on the distribution concerns the selectivity of the protection system. The dimensioning of the overcurrent relays protecting the lines derived from the primary substation may need a revision/upgrade due to DG presence. In fact, overcurrent relays, which do not distinguish the direction of currents, may unnecessarily intervene and disconnect the line with DG for a fault occurring on another close branch (e.g. parallel line). In this case, the selectivity of protection, which is essential for the correct operation of the system, would be affected and the DG disconnected from the network without any need. Protection selectivity must then be checked.

### *Network robustness*

Strictly related to the short circuit current levels, the robustness of the network at the proposed connection point is an important element to be analysed when planning DG connection to the grid. The robustness of a network may vary from 'strong' to 'weak'. Dispersed generation and large consumers can cause relatively large changes in the voltage levels on a weak network. A strong network, on the other hand, will be less affected by changes in generation and demand.

A weak electrical system has a low fault (or short circuit) level, which is normally measured in MVA. The strength of a point in the network is determined by the impedance between that point and the main generators on the system: the lower this impedance, the stronger that point. In another way, a weak point in the network is one which is further away from large amounts of generation. The strength of a network also determines the current that will flow in the event of a fault.

### *Voltage profile*

The connection of DG to the distribution system leads to a modification of the voltage profiles on the distribution network with a possible increase of the voltage along the connection line.



This voltage modification depends on the DG unit power rating and location as well as on the power factor and the local structure of the network: the higher the resistances of the lines near the DG connection point, the higher the local voltage.

Voltage control at distribution level is carried out by voltage regulators on distribution lines. These devices may also equilibrate voltage profiles altered by DG connection.

However, there might be situations, in which in presence of DG the voltage regulators cannot bring the voltage profiles in the due range. For these cases, a solution may be the direct involvement of the DG units interfaced via synchronous machines and converter systems in the line voltage and reactive power control. To avoid unacceptable voltage rises due to converter connections, such device controllers can be set by a ramping algorithm control instead of an on/off control [8].

#### *System stability*

The system stability is related to the interaction of generators and other rotating devices in the network immediately following a fault. In particular, a DG unit shall be able to remain connected to the grid following a fault within the system. In case of tripping, there should be little room for disturbances due to the failure of the generator to remain in synchronism.

The DG system is: ‘steady state stable’ if following a small disturbance, such as load or circuit switching, it returns to a steady state operating condition; ‘transiently stable’ if, following a large system disturbance, it remains synchronised and returns to a new steady state operating position following the removal of the disturbance.

#### *Islanding*

Islanding occurs when a portion of the distribution system gets electrically isolated from the rest of the system, yet continues to be energised by the distributed generators embedded in this subsystem. The so-called ‘intentional islanding’ considers a set of DG units providing backup power to the system where they are

installed and not interfering with the utility electricity system. In case of external power outages, the intentional islanding is a very promising application for DG, which can guarantee an uninterrupted power supply to portions of the distribution system.

Problems may arise in case of ‘unintentional islanding’: it occurs when DG units continue to supply power to a portion of the distribution network which has been islanded (e.g. to clear a fault).

In an unintentional island, protection systems may be uncoordinated, due to drastic change in short circuit current availability. Moreover, the procedures concerning the search for faulted lines at distribution level may be altered by the DG supply to the island. In addition, utility breakers may try to reconnect the island to the upstream network system when out of phase, failing in presence of DG power supply to the island. Also, the power quality (in terms of voltage and frequency) supplied to the island may be inadequate. Furthermore, unintentional islanding can harm operators of the distribution utility by electrical shock hazard when mistakenly considering the island de-energised.

For all the above described reasons, it is of primary importance to set out disconnection procedures and modes to prevent unintentional islanding. In this sense, the protection system

has to be designed with the possibility of selecting the faults which may require the disconnection of the distributed generators from the system. The scope of this requirement is to avoid that slight disturbances like voltage fluctuations lead to the complete disconnection of the generating units.

#### *System balancing and reserve*

For a smooth and reliable power system operation, both active and reactive power must be in balance. In this way, the power produced must instantaneously equal the sum of the power consumed and the power lost. The power output intermittency of some RES (especially wind) makes it difficult to instantaneously balance energy production and consumption. As a consequence, larger reserve

capacities are needed to mitigate the fluctuation of energy production. Beside the active power deviations, also uncontrolled reactive power may represent an issue as it may heavily affect voltage levels, especially in emergency conditions.

#### *Power quality*

DG connection via interfaces like power electronic converters may cause power quality issues like voltage fluctuations (flickers) and distortions (harmonics) endangering the correct operation of electric devices. Modern, solid state electronics-based filters are a feasible option nowadays to mitigate such disturbances and may then help to resolve these power quality issues.

### **1.4. Impact of DG on the transmission system**

DG integration into electric power systems depends on the effects that DG installation may bring about not only on the distribution networks, but also on the upstream transmission system [3] [6][7]. In this respect, different aspects have to be considered as in the following.

- *Steady-state effects*

- Voltage levels: DG connection may lead to the change or distortion of the profiles of voltage at transmission nodes. This may occur especially if the transmission network is generally ‘weak’ and does not have enough large generating capacity to control voltages. Vice versa, the effects of DG connection on transmission voltage profiles are negligible in a ‘strong’ system with a sufficient large generation needed for voltage control.

- Losses: the impact that DG may have on transmission losses is strongly influenced by the DG location, but also depends on network topology as well as on DG size and type. DG deployment is expected with more probability to generally lead to transmission losses reduction, than distribution losses decrease.

- Congestions: the impact of DG on transmission congestions also depends on DG location. Strategically located DG units, serving customers connected to the

distribution system or on- site, may utilise less the upstream transmission system and then help relieving overloaded branches in the transmission network.

- *Contingency analysis effects*

The application of the (n-1) criterion may result particularly severe and not absolutely appropriate to analyse the system in post-fault situations in case of extensive deployment of DG intermittent technologies. In fact, the results of this contingency analysis based on deterministic approaches may lead to the conclusion that DG operation produces more negative effects than actually in the real operation. This might occur considering the extreme cases, for example with all the wind units producing their maximum power output at the same time and causing overloads on the system as a post-fault result. In these cases, a sensitivity analysis based on probabilistic methods would be required to get a more realistic evaluation of the DG effects in the contingency analysis. Then, in case of occurrence of overloads caused by DG, a temporary DG curtailment can represent a solution to avoid post-fault congestions.

- *Protection effects*

Protection equipment is needed both on the DG unit and on the distribution network at the point of DG connection. This is also to allow safe and secure synchronisation and islanding procedures.

Especially in case of large DG penetration in a confined area, a failure of DG protection devices may lead to several system operation problems. In fact, in case of a fault on the upstream transmission system, there might be a propagation of its effects on the downstream distribution. Then, the DG may be disconnected from the network with the resulting sudden increases of power flows from upstream in such restricted grid portion. These overloads may lead to the cascading activation of overcurrent relays on distribution and transmission systems. Possible negative effects may also occur on voltage levels in the area of disconnected DG with collapse phenomena. To avoid these problems, it is essential to coordinate the operation of the protection schemes of transmission, distribution and DG connection systems.

This can be done through an appropriate strategy of protection time delays, considering however the local conditions and not altering the protections selectivity.

- *Dynamic effects*

The effects of DG insertion on the dynamic system behaviour depend on the DG type, location and connection interface (synchronous, asynchronous or converter) as well as on the critical disturbances.

It is important to highlight that DG units connected via power electronic converters may react very quickly to changes in the system. This is due to a very low inertia of these devices and there might be stability issues when they interact with the power system (which is stiff and has a high inertia to changes).

Results presented in [6] show that DG may have an influence on the system dynamics, depending on the situations. The case of penetration of DG concentrated in a specific area is considered in presence of fault (short circuit) on the transmission leading to a partial disconnection of DG. In this situation, test results depict a post-disturbance stabilisation of system frequency to a level other than the nominal one (50 Hz). This example demonstrates that the dynamic behaviour of the system can be affected by the DG penetration, and every system condition needs to be carefully analysed vis-à-vis the various elements.

### **1.5. Ancillary services by DG**

Power units connected to the electricity network need to perform - alongside their primary role of power generation – some other tasks to guarantee their full integration into the local power system. These tasks, below reported, are also known as ancillary services [4][5].

#### *Frequency control*

The European electricity system operates at 50 Hz frequency and all electricity customers (users and producers) rely on the fact that the system frequency is kept very close to this level. When the grid is heavily loaded, the frequency (and the voltage) may fall significantly below the standard values. In fact, the frequency varies with load and/or generation changes in the system and also depending on the

location of these changes. Any distributed power system will need to deal with these variations and if possible help bring the grid back to the defined operational limits.

This is achieved by scheduling generation to match demand, and by means of deliberate control actions on most of the generators connected to the grid.

#### *Voltage control (reactive power control)*

The control of voltage levels in distribution networks is an important issue, due to the need to maintain consistent supply to electricity users. Whilst the frequency reference value (50 Hz) is uniform all over Europe, the voltage levels and limits vary in accordance with network types and different national provisions. Although system operators try to keep system voltages close to their nominal levels, the actual voltage varies from point to point around the system, and also with time as the load changes. Voltage levels tend to drop when customers increase their demand of electricity and they are often lower at the ends of long distribution lines. The reactive power supplied by synchronous generators of DG units helps in increasing the local voltage levels. DG units may support in improving voltage profiles, however this often makes the centralised process of voltage control more complex. The amount of reactive power of small-distributed generators interfaced with electronic converters can be continuously adjustable on a short time basis.

#### *Load following ability*

The DG may be able to target a particular load - a real one or a fictitious reference value - so that it can adjust its output on the basis of the changing demand. In this way the variation in targeted load has minimal effect on the rest of the system, since it is almost instantaneously balanced by the DG unit's production.

#### *Overload capacity*

The DG unit may be able to operate at reduced load, possibly without large drops in efficiency. In this way, it may be ready to pick up additional load in case of sudden increase in demand (e.g. caused by the outage of other generators in the same area).

### *Fault current generation and withstand*

DG units, as all the components of the network, feature a fault rating which defines the ability to withstand the mechanical forces and the overheating effects triggered by the peak fault current.

Connecting a generator to a distribution network generally has the effect of increasing the fault levels in the network close to the point of connection. The additional fault level at the point of connection due to the presence of the generator is referred to as the fault contribution of the generator.

### *'Fault-ride-through' capability*

Some DG units (e.g. the first type of wind turbines) are particularly sensitive to temporary disturbances. Then, they can disconnect from the network in case of faults happening in surrounding areas, due to the severe voltage dips generated by the same fault currents. The fault-ride-through capability represents the ability of the DG unit to continue to operate ('ridethrough') remaining connected to the network during and after the system faults until fault clearance. In this mode, support to the network is insured just when the system needs it more.

### *'Black-start' capability*

In case of large supply disruption, a number of dedicated DG units must be able to feed local loads forming a small grid. Eventually these DG units must be able to re-synchronize this part of the system with the main grid, contributing to the whole system restoration. This feature is known as 'black-start' capability and is strictly linked with the intentional islanding. Not all the DG technologies at the present stage are able to perform these tasks. Nevertheless, the installation of power electronic devices and control systems coupled with the DG unit can partially increase their electrical performances. The provision of ancillary services by DG will be needed and might be a requirement for the further deployment and full grid integration of such technologies. The reasons for that are both technical (DG can take the place of large generation if providing flexibility and reliability as well) and economic (DG may access the ancillary services market) [6].

## **2. DG integration planning**

### **2.1. DG integration process**

The DG unit, which is equipped with its all needed protection systems, has to meet several technical criteria set by the DSO for connecting and integrating generation to DSO's distribution network.

The DG impact on the distribution network is estimated against a series of deterministic and probabilistic assessment criteria, which specify ranges to be met by some electrical parameters and indexes. The depth of these analyses increases with the complexity of the network structure (meshed rather than radial).

First, the DG proponent/operator is requested by the DSO to check whether all the basic DG unit features comply with the characteristics of the chosen connection point in the distribution grid. These DG unit features include parameters like the power rating, the voltage level, the geographical location of DG connection.

In case this evaluation gives a negative result (i.e. one or more parameters do not fit with the grid connection point), there are different options. The connection application may be then diverted either to another DSO or to the competent TSO or even denied. In case of positive outcome of the first step, the DG unit connection layout has to be assessed by the DSO based on the communications received from the DG proponent/operator. The knowledge of type of DG unit with its electrical DG interface with the grid (synchronous, asynchronous, or converter) and the connection requirements lets the DSO select the different insertion options. These may require a new busbar/substation in an existing line or a new line connected to an existing substation/busbar or also a new line connected to an existing line.

After this step, the DSO needs to evaluate the distribution system with the DG inserted assessing the adequacy, the short circuit and voltage levels, the stability and power quality issues. After each of these assessments, the process continues further in case the assessment gives a positive outcome. In case of negative feedback on one or more evaluations, at every step the DSO may consider the feasibility of opportune solutions like network components upgrades/ reinforcements to meet the specific



criteria. If this analysis does not give a positive outcome to meet the specific criteria at every step, the DG proponent/operator has to look for a connection alternative. This may be either in the same point with different DG features and connection layout or diverting the original connection request to another zone.

In case all the previous evaluations have been positively addressed by the DG connection request, the DSO submits the proposed connection solution to the DG proponent/operator. In case of agreement on the solution between the DSO and the DG proponent/operator, further technical requirements for the DG side can be considered. In case of final agreement, the project to connect and integrate the DG unit can be authorised and implemented. Instead, in case of disagreement, the DG proponent/operator may search for an alternative connection solution (as in the previous steps) and in the worst scenario change or divert the plan.

## **2.2. Network development issues**

At network level, some grid development issues exist which may, directly or indirectly, play their role in the DG connection and integration procedure. These network development issues may concern the border between the transmission and the distribution systems, especially in countries where such border is somewhat fuzzy. Some issues faced in the coordinated development of transmission and distribution interoperating networks are described in the following points [9].

- *New connections between transmission and distribution networks.* The main consequence of such connections is an alteration of the power flows registered on both the systems. Several typologies of link can be distinguished: transmission substations or lines connected to distribution lines or substations, distribution substations or lines connected to transmission lines or substations.

- *Intertwined development of transmission and distribution networks.* In certain rationalization activities, in case of new substations construction and in particular network reinforcements implementation, it may be necessary to involve also other bordering interoperating networks. The scope of this would be to effectively relieve network constraints and manage operational issues. As the

involved systems are tightly interconnected, it is often unclear how to share the investment costs and how to coordinate construction activities.

The change in power flow pattern is not the only consequence stemming from a mixed development of interoperating network. Even the short circuit level increase is another aspect to be duly taken into account so as to evaluate the need to upgrade electrical equipment.

- New transforming substations. Some transforming substations are planned to supply both high voltage transmission and distribution networks. In some cases, building new substations allows to avoid generally more substantial (from the economic and environmental point of view) reinforcement of surrounding high voltage network.

- *Network restructuring to mitigate territorial/environmental impact.*

Rationalization activities carried out to reduce environmental impact are a recurring and sensitive issue attached to the interoperating transmission and distribution network development. Rationalization activities stem from: initiatives from the network operator, when new plants construction implies dismantling/modifying existing facilities for operational/environmental/authorization needs; initiatives from third parties such as local administrations, distributors and power producers.

### **Conclusion under section**

In order to safeguard the governability of the present and future electricity systems, there is a need for a clear definition of the networks borders and the control areas. This is required to delimit roles and accountabilities of the different operators.

There is a need for a better coordination of the transmission and distribution systems, which have to efficiently and safely work together. Both systems need to be further developed, not necessarily only in terms of carrying capacity but also and mostly in terms of ICT infrastructure and communication platforms. In particular, the transmission system strongly needs clear interfaces with the downstream distributed system [10].

Considering the transmission planning issues brought about by the electricity market liberalisation, a cautious approach should be followed before extending the same planning procedure to subtransmission and distribution systems. For certain aspects, at the outset, a more regulated approach might be useful to more effectively plan the power systems before introducing fully competitive elements.

Distribution planning and operation practices more oriented to active power flow management should be carried out by the DSOs, especially where the DG penetration has reached certain levels and cannot be neglected any more. The distribution system might be subdivided in more subsystems. Each subsystem should be eventually able to balance supply and demand effectively (i.e. be self-sufficient) for different reasons. First, to be able to disconnect from the interconnected system and continue running in case of large and widespread disruptions. Second, to reduce the burden (in terms of control actions and losses) on the upstream systems.

The provision of ancillary services by DG, especially by the DG units interfaced via power electronic converter or synchronous machine, is necessary for a truly complete integration of DG into the system. Such requirement is pushed both by technical (DG may take the place of large generation providing flexibility and reliability as well) and economic needs (DG may enter the market of ancillary services).

## Conclusion

In accordance with the purpose of the graduation thesis were developed General principles of construction of a centralized emergency control automation for energy areas with distributed generation facilities. Based on the calculations, the behavior of automation in the disconnected from the power system of the district with the object of distributed generation with a power deficit was investigated.

In the first section, the problems and features of technological connection of distributed generation facilities to power grids were studied. It is shown here that the characteristics of the power system during the introduction of MPP into it will be determined by the increase in the variety of generator sets, with a wider use of gas turbine, diesel and gas piston installations; expansion of the functionality of distribution networks; the complexity of the modes of distribution networks: the appearance of conditions for multilateral power supply of network elements, the possibility of swings and asynchronous modes.

The second section provides an overview of the main types of emergency situations in power areas with objects of distributed generation. Since midget power plant is connected to the power system, the problems typical for large power systems are becoming relevant for them: the normalized value of bus voltage and frequency in the network, the conditions for maintaining static and dynamic stability. When introducing low-power generators, equipping them with a set of protections is often seen as a sufficient measure to ensure the reliability of the network. The composition and parameters of protection operation are determined by the manufacturer, that is, without coordination with the protection elements of the adjacent network. This approach leads to excessive shutdowns of generating units in most external damage normally switched off by the action of the protection of the relevant elements, as well as in conditions of minor (non – hazardous for the equipment) deviations of the operating parameters from the nominal values; or – on the contrary-due to the non-accounting of the external network parameters can lead to protection failure.

In the third section development of the general requirements to centralize automation of power areas with DG is resulted. The section analyzes the operation and configuration of the centralized emergency control system. It was shown that at present, the allocation of energy areas with low-power power plants for autonomous operation, in all the above-mentioned emergency situations, requires the installation of several relay protection devices and emergency automation, which leads to an increase in capital investments and requires more space in the relay halls of substations to accommodate these devices. Since emergency situations (reduction of voltage and frequency, violation of static and dynamic stability) are typical for the majority of power systems, to which power districts with power plants of low power can be connected, the most appropriate is the development of a centralized emergency control system for power districts with DG, and it must meet the following requirements:

- the device should include all the necessary functions that allow for the effective allocation of power areas with low-power power plants for isolated operation, in various emergency situations in the power system;
- all function blocks should be placed in one compartment;
- the device must have a sufficient number of analog inputs and digital inputs/outputs, as well as meet all the requirements currently imposed on relay protection and emergency control devices.

The fourth section presents the General design solutions for the development of centralized emergency control system power areas with DG. The general algorithm of the device operation is given. On the basis of this structured functional scheme of the device. For the correct operation of the automation requires the following functional parts: starting bodies, measuring and computing units, as well as the distribution unit of control actions. To check the correctness of the scheme was modeled model in the program Matlab. The volumes of control actions obtained by the model were introduced into the experimental scheme of the energy district with the DG. The result of the simulation of transients showed that the allocation of

the power grid parameters (frequency and voltage) are in acceptable values. As a result, the development and implementation of the centralized emergency control system will significantly improve the efficiency of the energy district for Autonomous operation without loss of generating capacity, as well as eliminate financial losses from the non-supply of electricity and products (oil, gas, etc.).

In the fifth section, an assessment of the scientific and technical level was obtained, the planning of project work was made, and the project estimate, the cost of damage and the estimated cost of implementing the device were calculated. The introduction of the device will significantly improve the efficiency of the allocation of power plants with low power plants for isolated work, reduce the financial costs of technological connection and generally improve the reliability of power supply to power plants with low power in emergency situations leading to an unacceptable reduction in the main operating parameters of the ES.

In the sixth section, the basics of legislation on labor protection were considered, the analysis of dangerous and harmful factors in the operation of relay protections was carried out. The main measures for the safe operation of electrical installations were described. The brief characteristics of working conditions of workers engaged in the service of relay protection are given.

## References

- [1] DG-GRID European project. Website: [www.dg-grid.org](http://www.dg-grid.org)
- [2] A.J. Pansini, Guide to Electrical Power Distribution Systems, 6th Edition, CRC Press, 2005.
- [3] T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder, Distributed generation: a definition, Electric Power Systems Research, Vol. 57, 2001, pp. 195-204.
- [4] A.-M. Borbely, J.F. Kreider (Eds.), Distributed Generation – The Power Paradigm for the New Millennium, CRC Press, 2001.
- [5] SUSTELNET European project. Website: [www.ecn.nl/en/ps/research-programme/energymarkets/sustelnet/](http://www.ecn.nl/en/ps/research-programme/energymarkets/sustelnet/)
- [6] J.A. Pecas Lopes, N. Hatziaargyriou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins, Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities, Electric Power Systems Research, Vol. 77, 2007, pp. 1189–1203.
- [7] R.C. Dugan, S.K. Price, Issues for Distributed Generation in the US, Proc. of IEEE PES Winter Meeting 2002, New York (USA), 27-31 January 2002, Vol. 1, pp. 121-126.
- [8] P. Dondi, D. Bayoumi, C. Haederli, D. Julian, M. Suter, Network integration of distributed power generation, Journal of Power Sources, Vol. 106, 2002, pp. 1–9.
- [9] M. Rebolini, G. Fulli, A. Ferrante, GRTN's experience in developing the electricity transmission network in the framework of the European energy sector restructuring, Première Conférence sur le transport d'électricité, Alger (Algeria), 19-20 September 2005.
- [10] ERGEG (European Regulators Group for Electricity and Gas), Final Report, The lessons to be learned from the large disturbance in the European power system on the 4th of November 2006, February 2007 [Online].